Министерство энергетики Российской Федерации

(Минэнерго России)

П Р И К А З

28 ноября 2025 г. № 1553

Москва

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2026–2031 годы

В соответствии с пунктами 44 и 45 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556, и подпунктом 4.4.1 пункта 4 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400, п р и к а з ы в а ю:

Утвердить схему и программу развития электроэнергетических систем России на 2026–2031 годы.

Министр С.Е. Цивилев

Департамент развития электроэнергетики
Бандура Дмитрий Юрьевич
(495)-631-91-75

УТВЕРЖДЕНЫ

приказом Минэнерго России
от 28 ноября 2025 г. № 1353

СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетических систем России на 2026–2031 годы

I. Общие положения

1. Настоящие схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2026–2031 годы (далее – схема и программа) разработаны в целях:

формирования состава объектов по производству электрической энергии и мощности для обеспечения удовлетворения прогнозируемой потребности в электрической энергии и мощности в Единой энергетической системе России (далее – ЕЭС России) и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах (далее – ТИТЭС) на период 2026–2031 годов;

предотвращения прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности с учетом прогнозируемых режимов работы энергосистем при работе в схемно-режимных и режимно-балансовых условиях, определенных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 06.12.2022 № 1286;

определения решений по размещению линий электропередачи и подстанций классом напряжения 110 кВ и выше в ЕЭС России и 35 кВ и выше в ТИТЭС, необходимых для обеспечения удовлетворения прогнозируемой потребности в электрической энергии и мощности по электроэнергетическим системам на период 2026–2031 годов, а также обеспечения нахождения параметров электроэнергетического режима работы ЕЭС России, отдельных ее частей и ТИТЭС в области допустимых значений.

2. Схема и программа разработаны в соответствии с Правилами разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики,

утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 (далее – Правила). С учетом требований постановления Правительства Российской Федерации от 29.07.2023 № 1230 фактические и прогнозные показатели балансов электрической энергии и мощности ЕЭС России сформированы без учета энергосистем новых субъектов Российской Федерации.

I. Фактическое состояние электроэнергетики

Установленная мощность электростанций ЕЭС России и ТИТЭС на начало 2025 года составила 254 182,6 МВт, из них 28 649,0 МВт (11,27 %) – на атомных электростанциях, 52 942,2 МВт (20,83 %) – на гидравлических электростанциях, 167 502,0 МВт (65,9 %) – на тепловых электростанциях, 5 089,5 МВт (2,0 %) – на солнечных и ветровых электростанциях.

Производство электрической энергии ЕЭС России и ТИТЭС в 2024 году составило 1 182 072,3 млн кВт·ч, из них 215 715,9 млн кВт·ч (18,25 %) – на атомных электростанциях, 212 249,9 млн кВт·ч (17,95 %) – на гидравлических электростанциях, 744 659,3 млн кВт·ч (63,0 %) – на тепловых электростанциях, 9 447,2 млн кВт·ч (0,8 %) – на солнечных и ветровых электростанциях.

Потребление электрической энергии по ЕЭС России в 2024 году составило 1 156 354,9 млн кВт·ч, максимум потребления мощности составил 165 434 МВт.

Потребление электрической энергии по ТИТЭС в 2024 году составило 16 158,7 млн кВт·ч, сумма собственных максимумов потребления мощности составила 2 425 МВт.

Наиболее высокий объем прироста потребления электрической энергии в 2024 году к фактическим значениям предыдущего года показали предприятия обрабатывающих производств.

За период 2020 – 2024 годов потребление электрической энергии по ЕЭС России увеличилось на 96 993,4 млн кВт·ч, максимум потребления мощности увеличился на 13 773 МВт, установленная мощность электростанций увеличилась на 2 418 МВт, производство электрической энергии увеличилось на 85 358,2 млн кВт·ч.

За период 2020 – 2024 годов потребление электрической энергии по ТИТЭС увеличилось на 1 208,5 млн кВт·ч, сумма собственных максимумов потребления мощности увеличилась на 210 МВт, установленная мощность электростанций увеличилась на 310 МВт, производство электрической энергии увеличилось на 1 208,5 млн кВт·ч.

Объем ввода в эксплуатацию генерирующих мощностей в ЕЭС России и ТИТЭС за период 2020 – 2024 годов составил 9 029,3 МВт, объем вывода из эксплуатации генерирующих мощностей в указанный период составил 8 097,8 МВт.

Протяженность электрических сетей напряжением 220 – 750 кВ ЕЭС России в период 2020 – 2024 годов увеличилась на 8 984,8 км, суммарная мощность трансформаторных подстанций напряжением 220 – 750 кВ увеличилась на 28 459 МВА.

Потребление электрической энергии по ЕЭС России в 2025 году ожидается в объеме 1 147 862,3 млн кВт·ч, максимум потребления мощности ожидается на уровне 170 760 МВт.

Потребление электрической энергии по ТИТЭС в 2025 году ожидается в объеме 15 923 млн кВт·ч, сумма собственных максимумов потребления мощности ожидается на уровне 2 472 МВт.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России и ТИТЭС на конец 2025 года ожидается 256 273,7 МВт, из них 28 613,0 МВт (11,17 %) – на атомных электростанциях, 53 070,1 МВт (20,71 %) – на гидравлических электростанциях, 168 370,7 МВт (65,69 %) – на тепловых электростанциях, 6 219,9 МВт (2,43 %) – на солнечных и ветровых электростанциях.

II. Развитие ЕЭС России и ТИТЭС до 2031 года

Прогноз потребления электрической энергии и мощности в период 2026 – 2031 годов по ЕЭС России и ТИТЭС разработан на основе сложившейся структуры потребления электрической энергии с учетом планов действующих крупных потребителей по изменению объема и режимов потребления электрической

энергии и инвестиционных проектов по созданию новых и развитию (модернизации) действующих производств, информация о которых в том числе предоставлена органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации. В проектной траектории прогноза потребления электрической энергии и мощности учтено порядка 9 тысяч инвестиционных проектов – перспективных потребителей электрической энергии, заявленной мощностью 670 кВт и более, с суммарным объемом потребления электрической энергии 128 400 млн кВт·ч.

Прогноз потребления электрической энергии по ЕЭС России предполагает его увеличение к 2031 году до 1 335 798 млн кВт·ч, максимум потребления мощности увеличится до 191 213 МВт, среднегодовые темпы прироста потребления электрической энергии и максимума потребления мощности относительно 2024 года составят 2,08 % и 2,09 % соответственно.

Прогноз потребления электрической энергии по ТИТЭС предполагает его увеличение к 2031 году до 18 861 млн кВт·ч, сумма собственных максимумов потребления мощности увеличится до 2 889 МВт, среднегодовые темпы прироста потребления электрической энергии и максимума потребления мощности относительно 2024 года составят 2,23 % и 2,53 % соответственно.

Число часов использования максимума потребления мощности ЕЭС России в соответствии с прогнозом потребления ожидается в диапазоне 6 749 – 6 965 ч/год с тенденцией к увеличению на 216 часов к 2031 году, что обусловлено планируемым присоединением новых потребителей промышленной сферы.

Число часов использования максимума потребления мощности ТИТЭС в соответствии с прогнозом потребления ожидается в диапазоне 6 164 – 6 529 ч/год с тенденцией к увеличению на 365 часов к 2031 году, что обусловлено планируемым присоединением новых потребителей промышленной сферы.

Балансовые показатели по ЕЭС России, синхронным зонам, территориальным энергосистемам, входящим в ЕЭС России, и ТИТЭС на период 2026 – 2031 годов представлены в приложении № 1 к схеме и программе.

Основным направлением развития атомных электростанций является строительство энергоблоков с реакторами нового типа ВВЭР-ТОИ для замены

энергоблоков серии РБМК-1000 на Курской АЭС, строительство энергоблоков с реакторами типа ВВЭР-1200 для замены энергоблоков серии РБМК-1000 на Ленинградской АЭС, а также строительство инновационного энергоблока БРЕСТ-ОД-300 на площадке опытно-демонстрационного энергоблока в г. Северске.

Основным направлением развития тепловых электростанций является проведение модернизации существующего генерирующего оборудования, в том числе с использованием паросилового цикла и газотурбинных установок большой мощности отечественного производства.

Объем вывода из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций ЕЭС России и ТИТЭС (в том числе под замену новым оборудованием) в период 2026 – 2031 годов составит:

атомные электростанции – 3 000,0 МВт;

тепловые электростанции – 2 705,5 МВт;

гидравлические электростанции, солнечные и ветровые электростанции – не планируется.

Планируемое снижение суммарной установленной мощности действующих в настоящее время электростанций ЕЭС России и ТИТЭС в связи с выводом из эксплуатации оборудования атомных и тепловых электростанций до конца 2025 года составит 151,4 МВт, в период 2026 – 2031 годов составит 5 705,5 МВт.

Объем вводов в эксплуатацию генерирующего оборудования электростанций в период 2026 – 2031 годов составит:

атомные электростанции – 5 050,0 МВт;

тепловые электростанции – 9 743,3 МВт (7 443,3 МВт на газе, 2 035,0 МВт на угле и 265,0 МВт на прочих видах топлива (твердые бытовые отходы), из них 4 688,0 МВт – на конденсационных электростанциях и 5 055,3 МВт – на теплоэлектроцентралях;

гидравлические и гидроаккумулирующие электростанции – 1 021,4 МВт;

системы накопления электрической энергии – 350,0 МВт;

солнечные и ветровые электростанции – 5 823,3 МВт.

Планируемый объем вводов в эксплуатацию генерирующего оборудования до конца 2025 года составит 1 923,9 МВт, в период 2026 – 2031 годов составит 21 988 МВт.

Планируемое увеличение установленной мощности, связанное с реконструкцией и модернизацией генерирующего оборудования, до конца 2025 года составит 160,3 МВт, в период 2026 – 2031 годов составит 732,7 МВт.

Перечень планируемых изменений установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии в ЕЭС России и ТИТЭС на период 2026 – 2031 годов, удовлетворяющих требованиям пункта 59 Правил, представлен в приложении № 2 к схеме и программе.

Суммарная установленная мощность электростанций ЕЭС России и ТИТЭС с учетом прогнозируемой динамики установленной мощности действующих электростанций и указанного объема вводов в эксплуатацию нового генерирующего оборудования к 2031 году составит 273 288,8 МВт, в том числе: по ЕЭС России – 267 843,7 МВт, по ТИТЭС – 5 445,1 МВт.

С учетом указанных изменений структура установленной мощности ЕЭС России и ТИТЭС до 2031 года в целом сохранится при незначительном снижении доли тепловых электростанций (с 65,90 % в 2024 году до 64,40 % в 2031 году) и увеличении доли солнечных и ветровых электростанций (с 2,00 % в 2024 году до 4,41 % в 2031 году).

Потребность тепловых электростанций ЕЭС России и ТИТЭС в топливе к 2031 году составит 362,9 млн тонн условного топлива, в том числе: по Калининградской синхронной зоне ЕЭС России – 1,6 млн тонн условного топлива, по 1-й синхронной зоне ЕЭС России – 336,5 млн тонн условного топлива, по 2-й синхронной зоне ЕЭС России – 19,8 млн тонн условного топлива, по ТИТЭС – 5,0 млн тонн условного топлива.

Структура используемого топлива в ЕЭС России и ТИТЭС к 2031 году останется практически без изменений: доля угля в 2031 году составит 23,20 % при сохранении доли газа на уровне 72,06 % к 2031 году. Доля нефтетоплива составит 0,32 % к 2031 году, доля прочего топлива – 4,42 %.

Перечень и описание территорий технологически необходимой генерации, на которых определено наличие в нормальной или единичной ремонтной схеме дефицита активной мощности с учетом резервирования, не покрываемого с использованием объектов по производству электрической энергии и мероприятий по развитию электрических сетей, представлен в приложении № 3 к схеме и программе.

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в ЕЭС России и 35 кВ и выше в ТИТЭС (включая мероприятия по развитию устройств и комплексов противоаварийной автоматики), удовлетворяющих требованиям пункта 57 Правил, представлен в приложении № 4 к схеме и программе.

Реализация запланированных мероприятий по развитию генерирующих мощностей и электрических сетей позволит обеспечить надежное функционирование энергосистем с учетом прогнозируемого роста потребления электрической энергии и мощности.

Показатели балансовой надежности зон надежности ЕЭС России и ТИТЭС приведены в приложении № 5 к схеме и программе.

Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов по производству электрической энергии в целом по ЕЭС России, по синхронным зонам и ТИТЭС приведены в приложении № 6 к схеме и программе.

Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 110 кВ и выше в целом по ЕЭС России и по территориям субъектов Российской Федерации и 35 кВ и выше в ТИТЭС приведены в приложении № 7 к схеме и программе.

Совокупный объем инвестиций для реализации мероприятий, предусмотренных схемой и программой, в прогнозных ценах должен составить 7 299,02 млрд руб. с НДС для ЕЭС России и 26,09 млрд руб. с НДС для ТИТЭС.

Результаты оценки тарифных последствий реализации технических решений схемы и программы в магистральной и распределительных сетях по субъектам Российской Федерации приведены в приложении № 8 к схеме и программе.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2026–2031 годы

БАЛАНСОВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ
по синхронным зонам, территориальным электроэнергетическим системам, входящим в ЕЭС России, и технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ЕЭС России	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 121 724,64	1 156 354,88	1 147 862,33	1 192 804,00	1 238 064,00	1 272 808,00	1 294 751,00	1 314 884,00	1 335 798,00
	Максимум потребления мощности	МВт	168 741,00	165 434,00	170 760,00	176 354,00	181 091,00	185 173,00	187 669,00	189 486,00	191 213,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	248 164,88	248 760,40	250 878,58	255 255,41	258 584,00	263 553,06	265 965,24	266 913,96	267 843,74
Калининградская синхронная зона ЕЭС России [1)]	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	-	-	5 026,00	5 118,00	5 330,00	5 454,00	5 515,00	5 579,00	5 658,00
	Максимум потребления мощности	МВт	-	-	853,00	885,00	921,00	935,00	950,00	976,00	990,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	-	-	1 918,72	1 918,72	1 918,72	1 918,72	1 918,72	1 918,72	1 918,72
Калининградская область[1)]	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 729,49	4 912,03	5 026,00	5 118,00	5 330,00	5 454,00	5 515,00	5 579,00	5 658,00
	Максимум потребления мощности	МВт	806,00	823,00	853,00	885,00	921,00	935,00	950,00	976,00	990,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 918,72	1 918,72	1 918,72	1 918,72	1 918,72	1 918,72	1 918,72	1 918,72	1 918,72
1-я синхронная зона ЕЭС России	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 075 775,09	1 108 050,86	1 092 290,33	1 134 486,00	1 172 093,00	1 203 255,00	1 224 618,00	1 244 434,00	1 264 864,00
	Максимум потребления мощности	МВт	161 593,00	158 241,00	162 111,00	167 180,00	171 418,00	175 087,00	177 527,00	179 295,00	180 949,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	236 952,99	237 520,52	237 606,76	240 953,39	242 664,95	246 649,87	248 564,47	249 464,47	250 394,25
Белгородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	15 933,07	16 069,35	16 220,00	16 394,00	16 718,00	17 159,00	17 276,00	17 403,00	17 990,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 263,00	2 316,00	2 356,00	2 375,00	2 419,00	2 469,00	2 485,00	2 496,00	2 577,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98	234,98
Брянская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 344,16	4 380,90	4 344,00	4 436,00	4 477,00	4 520,00	4 554,00	4 598,00	4 645,00
	Максимум потребления мощности	МВт	711,00	733,00	752,00	755,00	758,00	762,00	768,00	772,00	777,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25	23,25
Владимирская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 480,95	7 749,45	7 700,00	7 845,00	7 932,00	8 014,00	8 089,00	8 147,00	8 204,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 236,00	1 249,00	1 273,00	1 283,00	1 293,00	1 301,00	1 311,00	1 318,00	1 325,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00	602,00
Вологодская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	14 337,84	14 200,93	14 493,43	14 634,00	14 788,00	14 954,00	15 100,00	15 265,00	15 435,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 084,00	2 147,00	2 142,00	2 164,00	2 188,00	2 208,00	2 227,00	2 247,00	2 251,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 429,99	1 459,79	1 459,79	1 459,79	1 453,79	1 453,79	1 453,79	1 453,79	1 453,79
Воронежская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	12 593,99	13 172,38	13 234,00	13 379,00	13 582,00	13 911,00	14 126,00	14 295,00	14 461,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 990,00	2 035,00	2 140,00	2 132,00	2 169,00	2 210,00	2 234,00	2 242,00	2 250,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	4 312,02	4 312,02	4 312,02	4 312,02	4 312,02	4 312,02	4 312,02	4 312,02	4 312,02
Ивановская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 539,19	3 707,31	3 724,00	3 749,00	3 788,00	3 867,00	3 915,00	3 924,00	3 950,00
	Максимум потребления мощности	МВт	651,00	638,00	661,00	660,00	684,00	685,00	687,00	688,00	693,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	922,00	1 253,21	1 203,21	1 203,21	1 203,21	1 203,21	1 203,21	1 203,21	1 203,21
Калужская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 449,33	7 706,82	7 946,00	8 173,00	8 361,00	8 537,00	8 679,00	8 847,00	9 029,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 291,00	1 277,00	1 350,00	1 408,00	1 431,00	1 441,00	1 454,00	1 492,00	1 529,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	150,03	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63	154,63
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 619,11	3 862,76	3 834,00	3 838,00	3 861,00	3 881,00	3 897,00	3 911,00	3 925,00

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Костромская область	Максимум потребления мощности	МВт	626,00	616,00	640,00	649,00	650,00	652,00	655,00	656,00	658,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 905,76	3 935,76	3 965,76	3 995,76	3 995,76	4 025,76	4 055,76	4 055,76	4 055,76
Курская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 427,04	8 094,33	8 068,39	8 720,00	9 144,00	9 669,00	9 982,00	10 417,00	10 848,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 196,00	1 214,00	1 274,00	1 283,00	1 394,00	1 399,00	1 402,00	1 505,00	1 505,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 290,95	2 290,95	2 290,95	3 490,95	4 690,95	4 690,95	4 690,95	4 690,95	4 890,95
Липецкая область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	13 967,99	14 015,22	14 043,00	14 198,00	14 345,00	14 454,00	14 455,00	14 521,00	14 551,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 073,00	2 049,00	2 160,00	2 186,00	2 193,00	2 193,00	2 194,00	2 203,00	2 204,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 132,63	1 132,63	1 137,53	1 437,53	1 437,53	1 437,53	1 437,53	1 437,53	1 437,53
г. Москвы и Московской области	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	118 801,89	124 908,47	126 207,00	127 929,00	129 338,00	132 225,00	135 663,00	137 587,00	139 147,00
	Максимум потребления мощности	МВт	19 790,00	19 883,00	21 000,00	21 430,00	21 820,00	22 360,00	22 740,00	23 100,00	23 470,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	16 108,03	16 110,04	16 190,04	16 407,04	16 720,04	18 731,44	18 731,44	19 211,44	19 211,44
г. Москва	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	55 807,08	58 821,90	59 762,00	60 442,00	60 906,00	62 439,00	63 855,00	65 079,00	66 004,00
	Максимум потребления мощности	МВт	9 653,00	9 770,00	10 290,00	10 580,00	10 770,00	11 130,00	11 390,00	11 680,00	11 950,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	10 623,48	10 633,49	10 633,49	10 640,49	10 953,49	11 228,49	11 228,49	11 228,49	11 228,49
Московская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	62 994,81	66 086,60	66 445,00	67 487,00	68 432,00	69 786,00	71 808,00	72 508,00	73 143,00
	Максимум потребления мощности	МВт	10 241,00	10 676,00	10 710,00	10 850,00	11 050,00	11 230,00	11 350,00	11 420,00	11 520,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 484,55	5 476,55	5 556,55	5 766,55	5 766,55	7 502,95	7 502,95	7 982,95	7 982,95
Орловская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2 865,55	2 937,36	2 944,00	2 969,00	3 005,00	3 028,00	3 037,00	3 046,00	3 057,00
	Максимум потребления мощности	МВт	474,00	495,00	500,00	498,00	500,00	501,00	504,00	505,00	506,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	381,34	387,09	387,09	387,09	387,09	387,09	387,09	387,09	387,09
Рязанская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 150,37	7 429,58	7 335,00	7 404,00	7 481,00	7 612,00	7 708,00	7 801,00	7 872,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 143,00	1 183,00	1 152,00	1 157,00	1 169,00	1 193,00	1 204,00	1 214,00	1 225,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 699,70	3 729,70	3 729,70	3 729,70	3 729,70
Смоленская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	6 545,87	6 635,92	6 463,00	6 621,00	6 670,00	6 799,00	6 603,00	6 625,00	6 646,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 045,00	1 051,00	1 058,00	1 067,00	1 080,00	1 083,00	1 085,00	1 087,00	1 089,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 995,00	3 937,00	3 958,00	3 958,00	3 958,00	3 958,00	3 958,00	3 958,00	3 958,00
Тамбовская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 495,09	3 604,46	3 586,00	3 660,00	3 710,00	3 736,00	3 747,00	3 762,00	3 777,00
	Максимум потребления мощности	МВт	610,00	604,00	630,00	634,00	636,00	637,00	638,00	639,00	640,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	283,00	258,00	304,00	304,00	304,00	304,00	304,00	304,00	304,00
Тверская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9 258,38	9 519,77	9 602,00	9 689,00	9 818,00	9 771,00	10 272,00	10 261,00	10 318,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 418,00	1 478,00	1 497,00	1 501,00	1 522,00	1 601,00	1 607,00	1 613,00	1 618,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60	6 797,60
Тульская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 261,20	11 593,92	11 720,00	11 888,00	12 228,00	12 635,00	12 929,00	13 097,00	13 330,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 752,00	1 791,00	1 881,00	1 893,00	1 966,00	2 019,00	2 026,00	2 029,00	2 053,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 596,21	1 571,21	1 539,21	1 539,21	1 539,21	1 539,21	1 539,21	1 539,21	1 539,21
Ярославская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 621,60	8 875,84	8 834,00	8 968,00	9 055,00	9 154,00	9 329,00	9 511,00	9 604,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 491,00	1 478,00	1 493,00	1 499,00	1 501,00	1 520,00	1 543,00	1 548,00	1 561,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 574,73	1 574,73	1 584,73	1 584,73	1 584,73	1 584,73	1 584,73	1 584,73	1 584,73
Республика Марий Эл	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2 624,21	2 732,31	2 664,49	2 590,00	2 609,00	2 633,00	2 640,00	2 654,00	2 667,00
	Максимум потребления мощности	МВт	495,00	531,00	528,00	497,00	500,00	503,00	505,00	508,00	510,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	252,00	249,00	249,00	249,00	249,00	249,00	249,00	249,00	249,00
Республика Мордовия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 457,49	3 552,69	3 514,00	3 623,00	3 683,00	3 736,00	3 759,00	3 775,00	3 780,00
	Максимум потребления мощности	МВт	579,00	558,00	585,00	586,00	591,00	596,00	597,00	598,00	599,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00	388,00
Нижегородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	20 429,48	20 849,77	20 142,29	21 345,00	22 005,00	22 470,00	22 854,00	23 256,00	23 613,00
	Максимум потребления мощности	МВт	3 291,00	3 476,00	3 481,00	3 584,00	3 641,00	3 691,00	3 734,00	3 772,00	3 781,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 744,93	2 779,55	2 787,05	2 787,05	2 787,05	2 794,55	2 802,05	3 122,05	3 122,05
Пензенская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 774,07	4 892,28	4 876,00	5 033,00	5 138,00	5 235,00	5 299,00	5 328,00	5 351,00
	Максимум потребления мощности	МВт	846,00	836,00	863,00	864,00	866,00	872,00	882,00	886,00	889,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	376,00	376,00	376,00	376,00	376,00	376,00	376,00	376,00	625,78
Самарская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23 422,90	24 095,68	24 243,00	24 657,00	25 323,00	25 982,00	26 317,00	26 650,00	27 089,00
	Максимум потребления мощности	МВт	3 784,00	3 664,00	3 789,00	3 931,00	3 993,00	4 025,00	4 050,00	4 054,00	4 094,00

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 810,25	5 700,25	5 881,50	5 912,75	6 030,25	6 236,50	6 236,50	6 236,50	6 236,50
Саратовская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	13 069,47	13 454,14	13 408,27	13 813,00	14 596,00	15 232,00	15 675,00	16 056,00	16 509,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 089,00	2 061,00	2 084,00	2 200,00	2 266,00	2 325,00	2 367,00	2 397,00	2 421,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	6 638,00	6 650,00	6 634,00	7 164,25	7 164,25	7 164,25	7 164,25	7 164,25	7 164,25
Республика Татарстан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	33 365,83	35 066,37	37 132,00	38 016,00	38 721,00	39 735,00	40 128,00	40 462,00	40 872,00
	Максимум потребления мощности	МВт	5 102,00	5 022,00	5 203,00	5 721,00	5 761,00	5 820,00	5 850,00	5 864,00	5 895,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	8 593,01	8 636,58	8 636,58	8 693,58	8 693,58	8 962,33	8 962,33	8 962,33	8 962,33
Ульяновская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	5 570,00	5 803,93	5 765,00	5 979,00	6 059,00	6 130,00	6 138,00	6 200,00	6 299,00
	Максимум потребления мощности	МВт	984,00	976,00	987,00	1 049,00	1 050,00	1 053,00	1 056,00	1 064,00	1 076,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90	1 029,90
Чувашская Республика – Чувашия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	5 384,20	5 528,00	5 200,94	5 572,00	5 651,00	5 731,00	5 766,00	5 811,00	5 857,00
	Максимум потребления мощности	МВт	941,00	940,00	950,00	935,00	942,00	949,00	956,00	962,00	969,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 181,00	2 181,00	2 181,00	2 131,00	2 131,00	2 131,00	2 131,00	2 131,00	2 131,00
Республика Башкортостан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	27 830,65	28 335,62	27 808,00	28 955,00	29 786,00	30 326,00	30 673,00	30 990,00	31 446,00
	Максимум потребления мощности	МВт	4 426,00	4 239,00	4 336,00	4 523,00	4 588,00	4 628,00	4 662,00	4 685,00	4 740,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 572,67	5 553,27	5 636,47	5 654,47	5 659,37	5 694,27	5 694,27	5 694,27	5 694,27
Кировская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 347,52	7 524,72	7 479,00	7 600,00	7 728,00	7 862,00	7 904,00	7 961,00	8 028,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 210,00	1 185,00	1 209,00	1 230,00	1 248,00	1 254,00	1 257,00	1 266,00	1 277,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30	963,30
Курганская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 478,74	4 543,97	4 501,00	4 552,00	4 694,00	4 774,00	4 828,00	4 893,00	4 989,00
	Максимум потребления мощности	МВт	796,00	757,00	766,00	785,00	790,00	800,00	811,00	821,00	836,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21	706,21
Оренбургская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16 251,50	16 311,35	16 089,20	16 679,00	17 075,00	17 404,00	17 726,00	18 000,00	18 209,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 432,00	2 338,00	2 439,00	2 461,00	2 503,00	2 540,00	2 593,00	2 622,00	2 642,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 838,40	3 868,40	3 872,44	3 872,44	4 059,94	4 089,94	4 089,94	4 089,94	4 089,94
Пермский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23 925,03	24 734,53	24 226,98	25 369,00	26 061,00	26 706,00	27 098,00	27 446,00	27 973,00
	Максимум потребления мощности	МВт	3 673,00	3 577,00	3 676,00	3 810,00	3 901,00	3 970,00	4 008,00	4 016,00	4 093,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	7 706,50	7 841,55	7 856,55	7 856,55	7 871,55	7 901,55	7 901,55	7 901,55	7 901,55
Свердловская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	43 185,67	43 405,80	42 093,31	44 555,00	45 845,00	46 395,00	46 677,00	47 038,00	47 681,00
	Максимум потребления мощности	МВт	6 643,00	6 248,00	6 393,00	6 546,00	6 672,00	6 757,00	6 833,00	6 905,00	6 967,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	10 605,25	10 663,15	10 703,05	10 703,05	10 718,05	10 753,05	10 753,05	10 753,05	10 753,05
Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	92 166,26	89 962,54	88 374,81	93 383,00	96 693,00	98 556,00	99 974,00	101 352,00	102 202,00
	Максимум потребления мощности	МВт	12 830,00	12 276,00	12 518,00	13 171,00	13 623,00	13 739,00	13 779,00	13 791,00	13 795,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	17 540,19	17 548,95	17 551,63	17 551,63	17 551,63	17 626,63	17 626,63	17 626,63	17 626,63
Тюменская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	15 981,31	16 355,90	17 056,00	17 192,00	17 721,00	18 555,00	18 996,00	19 712,00	20 197,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 769,00	2 560,00	2 620,00	2 808,00	2 864,00	2 894,00	2 931,00	2 997,00	3 030,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 269,05	2 284,05	2 284,05	2 284,05	2 284,05
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	66 225,08	63 473,10	61 421,00	65 322,00	67 210,00	67 848,00	68 574,00	69 088,00	69 363,00
	Максимум потребления мощности	МВт	8 786,00	8 440,00	8 821,00	8 939,00	9 185,00	9 260,00	9 245,00	9 192,00	9 167,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	14 204,47	14 213,23	14 215,91	14 215,91	14 215,91	14 275,91	14 275,91	14 275,91	14 275,91
Ямало-Ненецкий автономный округ	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9 959,87	10 133,50	9 897,81	10 869,00	11 762,00	12 153,00	12 404,00	12 552,00	12 642,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 484,00	1 472,00	1 555,00	1 643,00	1 797,00	1 811,00	1 835,00	1 843,00	1 841,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67	1 066,67
Удмуртская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9 632,92	9 820,97	9 741,00	9 985,00	10 128,00	10 272,00	10 329,00	10 375,00	10 404,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 604,00	1 527,00	1 564,00	1 622,00	1 637,00	1 647,00	1 651,00	1 655,00	1 659,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	576,57	696,89	696,89	696,89	696,89	696,89	696,89	696,89	696,89
Челябинская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	38 325,43	38 644,08	37 141,58	39 493,00	40 797,00	41 568,00	42 252,00	42 580,00	42 993,00
	Максимум потребления мощности	МВт	5 675,00	5 334,00	5 450,00	5 795,00	5 865,00	5 901,00	5 998,00	6 047,00	6 139,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 808,53	5 808,53	5 847,83	5 874,73	5 236,73	5 153,73	5 153,73	5 153,73	5 153,73
Архангельская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 152,30	7 145,35	6 952,10	7 213,00	7 304,00	7 402,00	7 424,00	7 456,00	7 487,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 158,00	1 138,00	1 155,00	1 165,00	1 171,00	1 173,00	1 174,00	1 176,00	1 178,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 600,10	1 600,10	1 600,10	1 600,10	1 570,10	1 570,10	1 570,10	1 570,10	1 570,10

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Республика Карелия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 541,92	8 871,90	8 986,00	9 305,00	9 502,00	9 718,00	9 830,00	9 908,00	10 040,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 300,00	1 336,00	1 361,00	1 414,00	1 439,00	1 456,00	1 470,00	1 472,00	1 491,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 094,91	1 144,71	1 144,71	1 152,81	1 152,81	1 152,81	1 152,81	1 152,81	1 152,81
Республика Коми	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 702,02	8 731,58	8 432,11	8 853,00	9 030,00	9 102,00	9 137,00	9 165,00	9 196,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 276,00	1 280,00	1 302,00	1 315,00	1 328,00	1 329,00	1 328,00	1 328,00	1 328,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 567,98	2 561,98	2 561,98	2 501,98	2 501,98	2 501,98	2 501,98	2 501,98	2 501,98
Мурманская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 934,23	11 976,08	12 373,00	12 736,00	13 624,00	13 922,00	14 296,00	16 125,00	18 521,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 837,00	1 839,00	1 941,00	1 965,00	1 988,00	1 989,00	2 353,00	2 642,00	2 647,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 837,35	3 836,25	3 836,25	3 852,75	3 852,75	3 852,75	3 852,75	3 852,75	3 852,75
Новгородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 786,92	4 954,56	5 035,00	5 178,00	5 334,00	5 517,00	5 629,00	5 668,00	5 707,00
	Максимум потребления мощности	МВт	741,00	765,00	773,00	805,00	889,00	891,00	892,00	894,00	895,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	428,52	428,52	428,52	417,52	417,52	417,52	417,52	417,52	417,52
Псковская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2 456,51	2 542,37	2 554,00	2 631,00	2 706,00	2 762,00	2 777,00	2 795,00	2 812,00
	Максимум потребления мощности	МВт	437,00	456,00	442,00	466,00	477,00	485,00	492,00	497,00	502,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74	445,74
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	49 120,03	51 313,32	51 211,90	52 315,00	54 173,00	55 980,00	57 644,00	59 034,00	60 697,00
	Максимум потребления мощности	МВт	8 234,00	8 333,00	8 547,00	8 610,00	8 840,00	9 127,00	9 354,00	9 509,00	9 524,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	13 246,25	13 281,15	13 258,15	13 263,15	13 263,15	13 263,15	13 263,15	12 413,15	12 413,15
г. Санкт-Петербург	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	25 577,97	26 626,64	26 630,19	27 585,00	28 389,00	29 025,00	29 328,00	29 631,00	29 955,00
	Максимум потребления мощности	МВт	4 459,00	4 477,00	4 427,00	4 568,00	4 647,00	4 696,00	4 737,00	4 775,00	4 825,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	4 606,26	4 631,16	4 608,16	4 608,16	4 608,16	4 608,16	4 608,16	4 608,16	4 608,16
Ленинградская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23 542,06	24 686,68	24 581,71	24 730,00	25 784,00	26 955,00	28 316,00	29 403,00	30 742,00
	Максимум потребления мощности	МВт	3 820,00	4 047,00	4 120,00	4 042,00	4 193,00	4 431,00	4 617,00	4 734,00	4 699,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	8 639,98	8 649,98	8 649,98	8 654,98	8 654,98	8 654,98	8 654,98	7 804,98	7 804,98
Астраханская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4 394,41	4 436,49	4 434,00	4 613,00	4 708,00	4 778,00	4 807,00	4 827,00	4 848,00
	Максимум потребления мощности	МВт [2)3)]	771,00	743,00	760,00	759,00	775,00	775,00	775,00	775,00	775,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 369,20	1 437,80	1 437,80	1 587,80	1 976,55	1 976,55	1 976,55	1 976,55	1 976,55
Волгоградская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16 784,29	17 019,21	16 041,74	17 142,00	17 703,00	18 692,00	19 286,00	19 323,00	19 358,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 608,00	2 665,00	2 703,00	2 740,00	2 851,00	2 997,00	3 006,00	3 010,00	3 015,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	4 326,99	4 327,99	4 346,74	4 357,24	4 367,24	4 367,24	4 898,49	4 898,49	4 898,49
Республика Дагестан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 626,00	9 398,58	9 529,00	10 043,00	10 338,00	10 505,00	10 586,00	10 674,00	10 763,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 546,00	1 620,00	1 783,00	1 816,00	1 841,00	1 855,00	1 869,00	1 886,00	1 899,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 920,13	1 917,82	2 280,24	2 427,74	2 457,79	2 482,79	2 482,79	2 482,79	2 482,79
Республика Ингушетия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 020,83	1 431,96	1 237,25	1 318,00	1 407,00	1 430,00	1 448,00	1 471,00	1 495,00
	Максимум потребления мощности	МВт	186,00	233,00	239,00	245,00	248,00	251,00	255,00	259,00	263,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Кабардино-Балкарская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 926,99	2 132,15	2 162,00	2 296,00	2 409,00	2 467,00	2 500,00	2 536,00	2 572,00
	Максимум потребления мощности	МВт	314,00	336,00	355,00	386,00	393,00	398,00	404,00	409,00	415,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	220,10	220,10	243,50	243,50	243,50	268,20	268,20	268,20	268,20
Республика Калмыкия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	913,37	923,54	928,00	935,00	964,00	1 044,00	1 101,00	1 105,00	1 110,00
	Максимум потребления мощности	МВт	152,00	162,00	150,00	157,00	177,00	178,00	179,00	179,00	180,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	471,10	534,10	597,10	597,10	597,10	597,10	597,10	597,10	597,10
Карачаево-Черкесская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 471,62	1 562,14	1 581,00	1 678,00	1 754,00	1 773,00	1 780,00	1 791,00	1 800,00
	Максимум потребления мощности	МВт	261,00	264,00	277,00	303,00	305,00	307,00	309,00	310,00	312,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	408,72	408,72	408,72	408,72	408,72	408,72	408,72	408,72	408,72
Республики Адыгея и Краснодарского края	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	32 037,50	33 573,04	33 693,30	34 810,00	36 098,00	37 031,00	37 776,00	38 511,00	39 336,00
	Максимум потребления мощности	МВт [2)3)]	6 057,00	6 108,00	5 458,00	5 358,00	5 534,00	5 634,00	5 740,00	5 822,00	5 927,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 681,92	3 234,50	3 392,50	3 642,50	3 647,50	3 797,50	4 032,50	4 982,50	5 462,50
Республика Адыгея	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 535,88	1 631,00	1 684,66	1 698,00	1 771,00	1 815,00	1 839,00	1 855,00	1 861,00
	Максимум потребления мощности	МВт [2)3)]	288,00	303,00	284,00	283,00	288,00	293,00	294,00	295,00	296,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70	180,70
	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	30 501,62	31 942,00	32 008,64	33 112,00	34 327,00	35 216,00	35 937,00	36 656,00	37 475,00

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Краснодарский край	Максимум потребления мощности	МВт [2)3)]	5 769,00	5 805,00	5 174,00	5 075,00	5 246,00	5 341,00	5 446,00	5 527,00	5 631,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 501,22	3 053,80	3 211,80	3 461,80	3 466,80	3 616,80	3 851,80	4 801,80	5 281,80
Ростовская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	20 405,54	20 901,05	20 657,79	21 533,00	21 898,00	22 346,00	22 575,00	22 872,00	23 279,00
	Максимум потребления мощности	МВт [2)3)]	3 410,00	3 300,00	3 310,00	3 359,00	3 408,00	3 433,00	3 458,00	3 495,00	3 517,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	7 834,86	7 835,91	7 835,91	7 835,91	7 928,41	8 052,41	8 139,91	8 139,91	8 139,91
Республика Северная Осетия – Алания	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 916,34	2 029,17	2 043,00	2 093,00	2 147,00	2 176,00	2 193,00	2 216,00	2 237,00
	Максимум потребления мощности	МВт	365,00	355,00	387,00	388,00	392,00	396,00	400,00	404,00	407,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	448,12	463,12	463,12	463,12	463,12	463,12	463,12	463,12	463,12
Ставропольский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 629,44	12 118,04	12 283,00	12 559,00	12 902,00	13 138,00	13 229,00	13 304,00	13 368,00
	Максимум потребления мощности	МВт [2)3)]	1 973,00	1 942,00	1 990,00	2 016,00	2 033,00	2 050,00	2 063,00	2 075,00	2 084,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 514,91	5 549,91	5 621,16	5 626,89	5 651,89	5 651,89	5 651,89	5 651,89	5 651,89
Чеченская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 549,32	3 915,47	4 022,00	4 225,00	4 508,00	4 633,00	4 662,00	4 702,00	4 735,00
	Максимум потребления мощности	МВт	616,00	664,00	700,00	738,00	743,00	749,00	754,00	759,00	765,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	366,30	375,50	410,50	410,50	410,50	433,50	433,50	433,50	433,50
Республики Крым и г. Севастополя	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 826,50	9 297,00	9 712,00	9 785,00	10 321,00	10 556,00	10 660,00	10 730,00	10 798,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 663,00	1 646,00	1 780,00	1 904,00	1 924,00	1 937,00	1 957,00	1 969,00	1 981,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 104,36	2 104,46	2 104,46	2 204,46	2 249,06	2 294,06	2 519,06	2 519,06	2 519,06
Республика Крым	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 100,50	7 484,70	7 847,00	7 910,00	8 359,00	8 552,00	8 650,00	8 708,00	8 765,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 334,00	1 318,00	1 420,00	1 526,00	1 543,00	1 553,00	1 571,00	1 581,00	1 591,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 442,27	1 442,37	1 442,37	1 542,37	1 586,97	1 631,97	1 856,97	1 856,97	1 856,97
г. Севастополь	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 726,00	1 812,30	1 865,00	1 875,00	1 962,00	2 004,00	2 010,00	2 022,00	2 033,00
	Максимум потребления мощности	МВт	331,00	330,00	360,00	378,00	381,00	384,00	386,00	388,00	390,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09	662,09
Республики Алтай и Алтайского края	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 138,38	11 535,20	11 505,00	12 153,00	12 619,00	12 883,00	13 023,00	13 180,00	13 263,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 938,00	1 929,00	2 008,00	2 106,00	2 128,00	2 174,00	2 185,00	2 198,00	2 212,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 696,31	1 696,31	1 696,31	1 706,31	1 706,31	1 706,31	1 706,31	1 706,31	1 706,31
Алтайский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	10 463,82	10 785,99	10 677,00	11 274,00	11 637,00	11 819,00	11 935,00	12 064,00	12 117,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 806,00	1 799,00	1 858,00	1 946,00	1 962,00	2 002,00	2 009,00	2 017,00	2 026,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 576,31	1 576,31	1 576,31	1 586,31	1 586,31	1 586,31	1 586,31	1 586,31	1 586,31
Республика Алтай	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	674,56	749,28	828,00	879,00	982,00	1 064,00	1 088,00	1 116,00	1 146,00
	Максимум потребления мощности	МВт	136,00	145,00	167,00	178,00	184,00	191,00	196,00	201,00	207,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
Республика Бурятия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	6 135,75	6 699,60	7 195,00	7 383,00	8 365,00	9 266,00	9 397,00	9 730,00	10 381,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 143,00	1 184,00	1 227,00	1 280,00	1 419,00	1 561,00	1 638,00	1 767,00	1 785,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 543,77	1 645,77	1 645,77	1 645,77	1 645,77	1 710,77	1 800,77	1 800,77	1 800,77
Забайкальский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 832,06	9 467,78	9 699,00	10 448,00	11 958,00	12 974,00	13 698,00	14 560,00	14 736,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 465,00	1 473,00	1 514,00	1 703,00	1 832,00	2 092,00	2 164,00	2 169,00	2 173,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 693,80	1 753,80	2 090,56	2 311,56	2 382,18	2 468,48	2 928,48	2 928,48	2 928,48
Иркутская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	66 778,23	71 831,84	67 276,05	70 486,00	76 596,00	80 123,00	82 808,00	85 623,00	86 712,00
	Максимум потребления мощности	МВт	10 168,00	10 059,00	10 343,00	10 543,00	11 324,00	11 990,00	12 271,00	12 328,00	12 383,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	13 120,20	13 144,90	13 323,90	13 323,90	13 330,03	13 796,16	14 026,16	14 026,16	14 026,16
Кемеровская область – Кузбасс	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	31 232,88	30 979,90	29 628,39	31 448,00	32 998,00	34 408,00	34 418,00	34 551,00	35 281,00
	Максимум потребления мощности	МВт	4 519,00	4 311,00	4 246,00	4 490,00	4 653,00	4 839,00	4 850,00	4 869,00	4 971,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 465,84	5 466,64	5 413,64	5 413,64	5 413,64	5 413,64	5 413,64	5 413,64	5 413,64
Красноярский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	50 778,60	53 796,38	52 107,21	57 328,00	59 538,00	61 501,00	63 267,00	64 858,00	66 615,00
	Максимум потребления мощности	МВт	7 338,00	7 157,00	7 271,00	8 047,00	8 306,00	8 622,00	8 829,00	8 858,00	8 998,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	16 039,56	15 969,56	16 386,56	16 459,56	16 459,56	16 459,56	16 459,56	16 459,56	16 459,56
Новосибирская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	17 422,87	18 094,31	18 068,00	18 610,00	19 717,00	20 591,00	20 827,00	21 015,00	21 290,00
	Максимум потребления мощности	МВт	3 157,00	3 090,00	3 248,00	3 346,00	3 471,00	3 549,00	3 587,00	3 603,00	3 652,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	3 027,57	3 027,57	3 027,57	3 047,57	3 067,57	3 067,57	3 067,57	3 067,57	3 067,57
Омская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 312,62	11 828,98	11 750,00	12 109,00	12 170,00	12 283,00	12 361,00	12 493,00	12 887,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 939,00	1 851,00	1 977,00	1 938,00	1 948,00	1 966,00	1 985,00	2 003,00	2 057,00

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 661,20	1 680,20	1 680,20	1 680,20	1 620,20	1 620,20	1 638,55	1 638,55	1 638,55
Томская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 269,69	8 316,91	8 000,80	8 539,00	8 722,00	9 010,00	9 050,00	9 109,00	9 216,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 311,00	1 277,00	1 263,00	1 370,00	1 380,00	1 409,00	1 418,00	1 428,00	1 444,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	944,45	949,45	899,05	934,05	834,05	1 134,05	1 134,05	1 134,05	1 134,05
Республика Тыва	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	912,74	978,16	1 046,00	1 219,00	1 548,00	2 009,00	2 340,00	2 350,00	2 360,00
	Максимум потребления мощности	МВт	177,00	188,00	196,00	251,00	319,00	321,00	323,00	325,00	327,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00
Республика Хакасия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	17 101,75	17 613,23	17 448,00	17 809,00	18 139,00	18 562,00	18 691,00	18 907,00	19 213,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 267,00	2 302,00	2 300,00	2 328,00	2 387,00	2 440,00	2 453,00	2 487,00	2 506,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	7 167,12	7 167,12	7 167,12	7 172,02	7 172,02	7 172,02	7 172,02	7 172,02	7 172,02
2-я синхронная зона ЕЭС России	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	45 949,54	48 304,02	50 546,00	53 200,00	60 641,00	64 099,00	64 618,00	64 871,00	65 276,00
	Максимум потребления мощности	МВт	7 883,00	7 865,00	8 489,00	9 024,00	9 527,00	9 959,00	10 005,00	10 032,00	10 096,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	11 211,89	11 239,89	11 353,11	12 383,30	14 000,34	14 984,47	15 482,05	15 530,78	15 530,78
Амурская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	10 563,57	11 246,74	11 895,00	12 946,00	15 278,00	16 089,00	16 162,00	16 178,00	16 320,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 755,00	1 771,00	1 932,00	2 161,00	2 274,00	2 389,00	2 405,00	2 407,00	2 430,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	4 307,00	4 307,00	4 307,00	4 307,00	5 072,12	5 351,39	5 801,39	5 850,11	5 850,11
Приморский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	14 747,47	15 205,97	15 577,00	16 648,00	18 368,00	19 294,00	19 529,00	19 632,00	19 716,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 743,00	2 698,00	2 978,00	3 162,00	3 272,00	3 372,00	3 387,00	3 405,00	3 420,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 759,00	2 799,00	2 817,40	2 847,35	3 167,35	3 182,35	3 182,35	3 182,35	3 182,35
Хабаровского края и Еврейской автономной области	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11 642,36	12 143,04	13 237,00	13 564,00	15 865,00	16 867,00	16 927,00	16 971,00	17 106,00
	Максимум потребления мощности	МВт	2 086,00	2 105,00	2 297,00	2 397,00	2 593,00	2 755,00	2 761,00	2 768,00	2 790,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 138,50	2 138,50	2 138,50	2 817,74	2 792,74	2 932,61	2 980,19	2 980,19	2 980,19
Хабаровский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9 679,90	10 183,65	11 221,00	11 441,00	13 620,00	14 495,00	14 537,00	14 546,00	14 675,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 756,00	1 790,00	1 946,00	2 042,00	2 218,00	2 358,00	2 361,00	2 362,00	2 383,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 138,50	2 138,50	2 138,50	2 138,50	2 113,50	2 253,36	2 253,36	2 253,36	2 253,36
Еврейская автономная область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 962,46	1 959,39	2 016,00	2 123,00	2 245,00	2 372,00	2 390,00	2 425,00	2 431,00
	Максимум потребления мощности	МВт	356,00	332,00	351,00	355,00	375,00	397,00	400,00	406,00	407,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	-	-	-	679,24	679,24	679,24	726,83	726,83	726,83
Республика Саха (Якутия)	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8 996,14	9 708,27	9 837,00	10 042,00	11 130,00	11 849,00	12 000,00	12 090,00	12 134,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 525,00	1 550,00	1 597,00	1 638,00	1 742,00	1 813,00	1 823,00	1 824,00	1 831,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 007,38	1 995,38	2 090,20	2 411,20	2 968,12	3 518,12	3 518,12	3 518,12	3 518,12
ТИТЭС	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	15 879,33	16 158,69	15 923,00	16 902,00	17 664,00	17 980,00	18 296,00	18 683,00	18 861,00
	Максимум потребления мощности[4)]	МВт	2 442,00	2 425,00	2 472,00	2 742,00	2 774,00	2 836,00	2 880,00	2 885,00	2 889,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	5 370,21	5 422,21	5 395,07	5 395,07	5 445,07	5 445,07	5 445,07	5 445,07	5 445,07
Камчатский край[5)]	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1 653,72	1 717,28	1 707,00	1 822,00	1 925,00	1 930,00	1 937,00	1 943,00	1 950,00
	Максимум потребления мощности	МВт	284,00	294,00	310,00	329,00	330,00	331,00	332,00	333,00	334,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	483,15	485,15	485,15	485,15	485,15	485,15	485,15	485,15	485,15
Магаданская область[6)]	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3 000,77	3 111,85	3 283,00	3 302,00	3 443,00	3 476,00	3 477,00	3 479,00	3 481,00
	Максимум потребления мощности	МВт	460,00	464,00	478,00	524,00	526,00	529,00	529,00	529,00	529,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	1 790,00	1 790,00	1 790,00	1 790,00	1 790,00	1 790,00	1 790,00	1 790,00	1 790,00
Сахалинская область[7)]	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2 762,37	2 934,66	2 943,00	3 092,00	3 301,00	3 378,00	3 411,00	3 414,00	3 415,00
	Максимум потребления мощности	МВт	488,00	494,00	521,00	570,00	583,00	584,00	584,00	585,00	585,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	634,74	684,74	635,61	635,61	685,61	685,61	685,61	685,61	685,61
Чаун-Билибинский энергорайон Чукотского автономного округа[8)]	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	433,18	419,20	320,00	488,00	527,00	573,00	613,00	611,00	610,00
	Максимум потребления мощности	МВт	68,50	68,00	54,00	86,00	95,00	101,00	106,00	106,00	106,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	136,00	136,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00	125,00
Анадырский энергорайон Чукотского автономного округа[9)]	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	133,28	134,93	132,00	134,00	134,00	134,00	134,00	134,00	134,00
	Максимум потребления мощности	МВт	24,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	70,68	70,68	70,68	70,68	70,68	70,68	70,68	70,68	70,68
Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район, Туруханский район и городской округ г. Норильск Красноярского края[10)]	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7 896,01	7 840,76	7 538,00	8 064,00	8 334,00	8 489,00	8 724,00	9 102,00	9 271,00
	Максимум потребления мощности	МВт	1 117,00	1 079,00	1 083,00	1 207,00	1 214,00	1 265,00	1 303,00	1 306,00	1 309,00
	Установленная мощность электростанций	МВт	2 255,64	2 255,64	2 288,64	2 288,64	2 288,64	2 288,64	2 288,64	2 288,64	2 288,64

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.

Примечания

1 [1)] В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21.02.2025 № 200 с 2025 года выделена Калининградская синхронная зона ЕЭС России, которая включает в себя энергосистему Калининградской области. В 2023–2024 годы энергосистема Калининградской области входит в состав 1-й синхронной зоны ЕЭС России.

2 [2)] Фактический максимум потребления мощности зафиксирован в летний период.

3 [3)] Прогнозный максимум потребления мощности приведен для зимнего периода.

4 [4)] По технологически изолированным территориальным энергосистемам (ТИТЭС) приведена сумма собственных максимумов потребления мощности.

5 [5)] В соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – ПТФ ЭЭС) к технологически изолированной электроэнергетической системе Камчатского края относится совокупность расположенных на территории Елизовского и Усть-Большерецкого районов Камчатского края Камчатской ТЭЦ-1, Камчатской ТЭЦ-2, Верхне-Мутновской ГеоЭС, Мутновской ГеоЭС-1, Толмачевской ГЭС-1, Толмачевской ГЭС-2, Толмачевской ГЭС-3 и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

6 [6)] В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Магаданской области относится совокупность расположенных на территориях г. Магадана, Среднеканского, Сусуманского и Ягодинского районов Магаданской области Магаданской ТЭЦ, Усть-Среднеканской ГЭС, Аркагалинской ГРЭС, Колымской ГЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики, а также расположенной на территории Оймяконского улуса Республики Саха (Якутия) линии электропередачи, входящей в транзит 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Нера Новая, и иных технологически связанных с указанной линией электропередачи объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электросетевого хозяйства.

7 [7)] В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Сахалинской области относится совокупность расположенных на территориях г. Южно-Сахалинска, Углегорского, Ногликского и Холмского районов Сахалинской области Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, Сахалинской ГРЭС, Томаринской ТЭЦ, Ногликской ГЭС, Холмской ТЭЦ и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

8 [8)] В соответствии с ПТФ ЭЭС к Чаун-Билибинскому энергорайону технологически изолированной электроэнергетической системы Чукотского автономного округа относится совокупность расположенных на территориях Билибинского и Чаунского районов Чукотского автономного округа Билибинской АЭС, Чаунской ТЭЦ, плавучей атомной теплоэлектростанции «Академик Ломоносов» и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики, а также расположенных на территории Нижнеколымского района Республики Саха (Якутия) линии электропередачи классом напряжения 110 кВ Встречный – Черский и иных технологически связанных с указанной линией электропередачи объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электросетевого хозяйства.

9 [9)] В соответствии с ПТФ ЭЭС к Анадырскому энергорайону технологически изолированной электроэнергетической системы Чукотского автономного округа относится совокупность расположенных на территории Анадырского района Чукотского автономного округа Анадырской ТЭЦ, Газомоторной ТЭЦ, Анадырской ВЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

Энергосистема / субъект Российской Федерации	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.

10 [10)] В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края относится совокупность расположенных на территориях Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края Норильской ТЭЦ-1, Норильской ТЭЦ-2, Норильской ТЭЦ-3, Усть-Хантайской ГЭС, Курейской ГЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2026–2031 годы

ПЕРЕЧЕНЬ
планируемых изменений установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии в ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах на период 2026–2031 годов

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Архангельская область	ПАО «ТГК-2»	Северодвинская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-30-90/10	Уголь			30,0					30,0
Итого по Архангельской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			30,0					30,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						30,0					30,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Коми	АО «СЛПК»	ТЭЦ СЛПК	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1Э	ПТ-60-130/13	Газ, мазут		60,0						60,0
Итого по Республике Коми	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		60,0						60,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					60,0						60,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Ленинградская область	АО «Концерн Росэнергоатом»	Ленинградская АЭС	Вывод из эксплуатации	АЭС	3	РБМК-1000 (К-500-65/3000-2 - 2 шт.)	Ядерное топливо						1000,0		1000,0
			Вывод из эксплуатации	АЭС	4	РБМК-1000 (К-500-65/3000-2 - 2 шт.)	Ядерное топливо						1000,0		1000,0
	АО «Концерн Росэнергоатом»	Ленинградская АЭС-2	Ввод мощности	АЭС	7	ВВЭР-1200	Ядерное топливо						1150,0		1150,0
	ПАО «ОГК-2»	Киришская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	4	ПТ-60-130/13	Газ, мазут		60,0						60,0
			После модернизации	ТЭС					65,0						65,0
			Изменение мощности	ТЭС					5,0						5,0
Итого по Ленинградской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–						2000,0		2000,0
				АЭС									2000,0		2000,0
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–						1150,0		1150,0
				АЭС									1150,0		1150,0
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		60,0						60,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					60,0						60,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		65,0						65,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					65,0						65,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		5,0						5,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					5,0						5,0
				ВЭС											
				СЭС											
Мурманская область	ПАО «ТГК-1»	ГЭС «Арктика»	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина вертикальная поворотно-лопастная (код ГТП GVIE1714)	–		16,5						16,5
Итого по Мурманской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		16,5						16,5
				АЭС											
				ГЭС					16,5						16,5
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Новгородская область	ПАО «ТГК-2»	Новгородская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-50-9,0/1,28	Газ		53,0						53,0
			После модернизации	ТЭС					50,0						50,0
			Изменение мощности	ТЭС					-3,0						-3,0
			До модернизации	ТЭС	4	ГТЭ-160	Газ		168,0						168,0
			После модернизации	ТЭС					160,0						160,0
			Изменение мощности	ТЭС					-8,0						-8,0
Итого по Новгородской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		221,0						221,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					221,0						221,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		210,0						210,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					210,0						210,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		-11,0						-11,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					-11,0						-11,0
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Карелия	ООО «Эн+ Гидро»	МГЭС «Сегозерская ГЭС»	Ввод мощности	ГЭС	1–3	ПР15-ГК-280 (код ГТП GVIE1329)	–		8,1						8,1
Итого по Республике Карелия	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		8,1						8,1
				АЭС											
				ГЭС					8,1						8,1
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
ОЭС Северо-Запада	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		60,0	30,0			2000,0		2090,0
				АЭС									2000,0		2000,0
				ГЭС											
				ТЭС					60,0	30,0					90,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		24,6				1150,0		1174,6
				АЭС									1150,0		1150,0
				ГЭС					24,6						24,6
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		281,0						281,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					281,0						281,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		275,0						275,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					275,0						275,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		-6,0						-6,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					-6,0						-6,0
				ВЭС											
				СЭС											
Вологодская область	ПАО «ТГК-2»	Вологодская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	Р-6-3,4/0,5М	Газ, мазут			6,0					6,0
Итого по Вологодской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			6,0					6,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						6,0					6,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Костромская область	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240-1	Газ					300,0			300,0
			После модернизации	ТЭС								330,0			330,0
			Изменение мощности	ТЭС								30,0			30,0
			До модернизации	ТЭС	5	К-300-240-1	Газ		300,0						300,0
			После модернизации	ТЭС					330,0						330,0
			Изменение мощности	ТЭС					30,0						30,0
			До модернизации	ТЭС	6	К-300-240-1	Газ				300,0				300,0
			После модернизации	ТЭС							330,0				330,0
			Изменение мощности	ТЭС							30,0				30,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Костромской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		300,0		300,0	300,0			900,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					300,0		300,0	300,0			900,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		330,0		330,0	330,0			990,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					330,0		330,0	330,0			990,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		30,0		30,0	30,0			90,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					30,0		30,0	30,0			90,0
				ВЭС											
				СЭС											
Курская область	АО «Концерн Росэнергоатом»	Курская АЭС	Вывод из эксплуатации	АЭС	3	РБМК-1000	Ядерное топливо							1000,0	1000,0
	АО «Концерн Росэнергоатом»	Курская АЭС-2	Ввод мощности	АЭС	1	ВВЭР-ТОИ	Ядерное топливо		1200,0						1200,0
			Ввод мощности	АЭС	2	ВВЭР-ТОИ	Ядерное топливо			1200,0					1200,0
			Ввод мощности	АЭС	3	ВВЭР-ТОИ	Ядерное топливо							1200,0	1200,0
Итого по Курской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–							1000,0	1000,0
				АЭС										1000,0	1000,0
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		1200,0	1200,0				1200,0	3600,0
				АЭС					1200,0	1200,0				1200,0	3600,0
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Липецкая область	ПАО «НЛМК»	УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»	Ввод мощности	ТЭС	1	ПТ-150 (SST-600)	Газ		150,0						150,0
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПТ-150 (SST-600)	Газ		150,0						150,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Липецкой области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		300,0						300,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					300,0						300,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Московская область	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Каширская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ-450	Газ				448,2				448,2
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ-450	Газ				448,2				448,2
			Ввод мощности	ТЭС	3	ПГУ-480	Газ						480,0		480,0
	АО «Загорская ГАЭС-2»	Загорская ГАЭС-2[2)3)]	Ввод мощности	ГАЭС	1–4	Гидрогенератор-двигатель СВГД 1030/245-40-УХЛ4 с системой возбуждения, мониторинга и контроля Насос - турбина РОНТ 115/812-В-630	–				840,0				840,0
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	10	Т-240(250)/290-240-2	Газ, уголь, мазут	240,0							
			После модернизации	ТЭС				250,0							
			Изменение мощности	ТЭС				10,0							
	ООО «АГК-1»	ТЭС Хметьево	Ввод мощности	ТЭС	–	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0643)	Твердые бытовые отходы		70,0						70,0
		ТЭС Аксеново	Ввод мощности	ТЭС	–	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0644)	Твердые бытовые отходы		70,0						70,0
		ТЭС Заводская	Ввод мощности	ТЭС	–	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0645)	Твердые бытовые отходы		70,0						70,0
Итого по Московской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		210,0		1736,4		480,0		2426,4
				АЭС											
				ГЭС											
				ГАЭС							840,0				840,0
				ТЭС					210,0		896,4		480,0		1586,4
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–	240,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				240,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	250,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				250,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	10,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				10,0							
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
г. Москва	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	6	Т-100-130	Газ, мазут			100,0					100,0
			После модернизации	ТЭС						110,0					110,0
			Изменение мощности	ТЭС						10,0					10,0
		ТЭЦ-23 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	3	Т-100-130	Газ, мазут			100,0					100,0
			После модернизации	ТЭС						110,0					110,0
			Изменение мощности	ТЭС						10,0					10,0
			До модернизации	ТЭС	7	Т-250/300-240	Газ, мазут			250,0					250,0
			После модернизации	ТЭС						259,0					259,0
			Изменение мощности	ТЭС						9,0					9,0
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-26 Мосэнерго[6)]	Ввод мощности	ТЭС	9	ПСУ-275	Газ, мазут				275,0				275,0
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25 Мосэнерго[6)]	Ввод мощности	ТЭС	8	ПСУ-275	Газ, мазут			275,0					275,0
			До модернизации	ТЭС	3	Т-250/300-240	Газ, мазут			250,0					250,0
			После модернизации	ТЭС						259,0					259,0
			Изменение мощности	ТЭС						9,0					9,0
			До модернизации	ТЭС	4	Т-250/300-240	Газ		250,0						250,0
			После модернизации	ТЭС					257,0						257,0
			Изменение мощности	ТЭС					7,0						7,0
Итого по г. Москве	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–			275,0	275,0				550,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						275,0	275,0				550,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		250,0	700,0					950,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					250,0	700,0					950,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		257,0	738,0					995,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					257,0	738,0					995,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		7,0	38,0					45,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					7,0	38,0					45,0
				ВЭС											
				СЭС											
Рязанская область	ООО «Ново-Рязанская ТЭЦ»	Ново-Рязанская ТЭЦ	Ввод мощности	ТЭС	2	ПТ-30-1,4/0,6	Газ				30,0				30,0
Итого по Рязанской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–				30,0				30,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							30,0				30,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Смоленская область	АО «РИР Энерго»	Смоленская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	2	Т-100/120-130-2	Газ, мазут	105,0							
			После модернизации	ТЭС				126,0							
			Изменение мощности	ТЭС				21,0							
Итого по Смоленской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–	105,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				105,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	126,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				126,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	21,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				21,0							
				ВЭС											
				СЭС											
Тамбовская область	АО «РИР Энерго»	Тамбовская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	8	Т-110/120-130	Газ	110,0							
			После модернизации	ТЭС				130,0							
			Изменение мощности	ТЭС				20,0							
	ООО «Кристалл»	ТЭЦ ООО «Кристалл»	Ввод мощности	ТЭС	1	ПР-16-9,4/2,6/04	Газ, дизельное топливо	16,0							
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПР-16-9,4/2,6/04	Газ, дизельное топливо	16,0							
Итого по Тамбовской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	32,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				32,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–	110,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				110,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	130,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				130,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	20,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				20,0							
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
ОЭС Центра	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			6,0				1000,0	1006,0
				АЭС										1000,0	1000,0
				ГЭС											
				ТЭС						6,0					6,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	32,0	1710,0	1475,0	2041,4		480,0	1200,0	6906,4
				АЭС					1200,0	1200,0				1200,0	3600,0
				ГЭС											
				ГАЭС							840,0				840,0
				ТЭС				32,0	510,0	275,0	1201,4		480,0		2466,4
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–	455,0	550,0	700,0	300,0	300,0			1850,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				455,0	550,0	700,0	300,0	300,0			1850,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	506,0	587,0	738,0	330,0	330,0			1985,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				506,0	587,0	738,0	330,0	330,0			1985,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	51,0	37,0	38,0	30,0	30,0			135,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				51,0	37,0	38,0	30,0	30,0			135,0
				ВЭС											
				СЭС											
Самарская область	ПАО «Т Плюс»	Новокуйбышевская ТЭЦ-1	До модернизации	ТЭС	6	Тп-35/40-8,8	Газ, мазут			35,0					35,0
			После модернизации	ТЭС						40,0					40,0
			Изменение мощности	ТЭС						5,0					5,0
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	Майская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2653)	–				43,8				43,8
	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	Майская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2635) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2636)	–			87,5					87,5
			Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2696) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2702)	–				62,5				62,5
	ПАО «Форвард Энерго»	Майская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3344) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3236) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3231)	–				100,0				100,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3337) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3341)	–			25,0					25,0
	ООО «Четырнадцатый Ветропарк ФРВ»	Гражданская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты	–	200,0							
			Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3219) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3322)	–		31,3						31,3
Итого по Самарской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	200,0	31,3	112,5	206,3				350,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС				200,0	31,3	112,5	206,3				350,0
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			35,0					35,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						35,0					35,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			40,0					40,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						40,0					40,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			5,0					5,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						5,0					5,0
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Саратовская область	ООО «Десятый Ветропарк ФРВ»	Красноармейская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1024) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1022) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1021) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1023) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1047) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3222)	–		206,3						206,3
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Александрово-Гайская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2882)	–	72,0							
	ООО «Шестой Ветропарк ФРВ»	Екатериновская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1025) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1039) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1038) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1016) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1015) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1035) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1042) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1046)	–		300,0						300,0
	ПАО «РусГидро»	Саратовская ГЭС	До модернизации	ГЭС	16	ПЛ20/661-В-1030	–		60,0						60,0
			После модернизации	ГЭС		TKV00			66,0						66,0
			Изменение мощности	ГЭС					6,0						6,0
			До модернизации	ГЭС	18	ПЛ20/661-В-1030	–		60,0						60,0
			После модернизации	ГЭС		TKV00			66,0						66,0
			Изменение мощности	ГЭС					6,0						6,0
			До модернизации	ГЭС	19	ПЛ15/661-В-1030	–		60,0						60,0
			После модернизации	ГЭС		TKV00			66,0						66,0
			Изменение мощности	ГЭС					6,0						6,0
			До модернизации	ГЭС	20	ПЛ15/661-В-1030	–		60,0						60,0
			После модернизации	ГЭС		TKV00			66,0						66,0
			Изменение мощности	ГЭС					6,0						6,0
Итого по Саратовской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	72,0	506,3						506,3
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС					506,3						506,3
				СЭС				72,0							
			До модернизации	Всего	–	–	–		240,0						240,0
				АЭС											
				ГЭС					240,0						240,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		264,0						264,0
				АЭС											
				ГЭС					264,0						264,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		24,0						24,0
				АЭС											
				ГЭС					24,0						24,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Нижегородская область	ПАО «Форвард Энерго»	Медянская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3348) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3349) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3351) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3365) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3369) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3370)	–						312,5		312,5
	ПАО «РусГидро»	Нижегородская ГЭС	До модернизации	ГЭС	3	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	–						65,0		65,0
			После модернизации	ГЭС		ПЛ20-В-900							72,5		72,5
			Изменение мощности	ГЭС									7,5		7,5
			До модернизации	ГЭС	4	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	–	65,0							
			После модернизации	ГЭС		ПЛ20-В-900		72,5							
			Изменение мощности	ГЭС				7,5							
			До модернизации	ГЭС	5	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	–					65,0			65,0
			После модернизации	ГЭС		ПЛ20-В-900						72,5			72,5
			Изменение мощности	ГЭС								7,5			7,5
			До модернизации	ГЭС	7	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	–				65,0				65,0
			После модернизации	ГЭС		ПЛ20-В-900					72,5				72,5
			Изменение мощности	ГЭС							7,5				7,5

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Нижегородской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–						312,5		312,5
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС									312,5		312,5
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–	65,0			65,0	65,0	65,0		195,0
				АЭС											
				ГЭС				65,0			65,0	65,0	65,0		195,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	72,5			72,5	72,5	72,5		217,5
				АЭС											
				ГЭС				72,5			72,5	72,5	72,5		217,5
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	7,5			7,5	7,5	7,5		22,5
				АЭС											
				ГЭС				7,5			7,5	7,5	7,5		22,5
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Пензенская область	ПАО «Форвард Энерго»	ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3414)	–							62,5	62,5
		ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3415)	–							62,5	62,5
		ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3416)	–							62,5	62,5
		ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3417)	–							62,3	62,3
Итого по Пензенской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–							249,8	249,8
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС										249,8	249,8
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Республика Татарстан	АО «ТГК-16»	Нижнекамская ТЭЦ-1	До модернизации	ТЭС	3	Р-100-130/15	Газ, мазут		100,0						100,0
			После модернизации	ТЭС					102,0						102,0
			Изменение мощности	ТЭС					2,0						2,0
	ООО «АГК-2»	ТЭС ЗТО ТКО	Ввод мощности	ТЭС	–	ПТУ КП-55-6.8 (Код ГТП GVIE0653)	Твердые бытовые отходы		55,0						55,0
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	Свияжская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2655) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2656) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2654)	–				131,3				131,3
	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	Свияжская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2700)	–				25,0				25,0
	ПАО «Форвард Энерго»	Свияжская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3233) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3234) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3235)	–				112,5				112,5
Итого по Республике Татарстан	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		55,0		268,8				323,8
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					55,0						55,0
				ВЭС							268,8				268,8
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		100,0						100,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					100,0						100,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		102,0						102,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					102,0						102,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		2,0						2,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					2,0						2,0
				ВЭС											
				СЭС											
Чувашская Республика – Чувашия	ПАО «Т Плюс»	Новочебоксарская ТЭЦ-3	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-50/60-130/13	Газ, мазут		50,0						50,0
Итого по Чувашской Республике – Чувашии	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		50,0						50,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					50,0						50,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
ОЭС Средней Волги	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		50,0						50,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					50,0						50,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	272,0	592,5	112,5	475,0		312,5	249,8	1742,3
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					55,0						55,0
				ВЭС				200,0	537,5	112,5	475,0		312,5	249,8	1687,3
				СЭС				72,0							
			До модернизации	Всего	–	–	–	65,0	340,0	35,0	65,0	65,0	65,0		570,0
				АЭС											
				ГЭС				65,0	240,0		65,0	65,0	65,0		435,0
				ТЭС					100,0	35,0					135,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	72,5	366,0	40,0	72,5	72,5	72,5		623,5
				АЭС											
				ГЭС				72,5	264,0		72,5	72,5	72,5		481,5
				ТЭС					102,0	40,0					142,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	7,5	26,0	5,0	7,5	7,5	7,5		53,5
				АЭС											
				ГЭС				7,5	24,0		7,5	7,5	7,5		46,5
				ТЭС					2,0	5,0					7,0
				ВЭС											
				СЭС											
Астраханская область	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	Мартовская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2634) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2670) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2675) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2676) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2677)	–			168,8						168,8
	ПАО «Форвард Энерго»	Мартовская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3223)	–			18,8					18,8
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	Мартовская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2633) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2671)	–			81,3					81,3
	ООО «Юнигрин Пауэр»	ГТП GVIE2885	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2885)	–		50,0						50,0
		ГТП GVIE2886	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2886)	–		50,0						50,0
		ГТП GVIE2892	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2892)	–		50,0						50,0
		ГТП GVIE2912	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2912)	–			60,0					60,0
		ГТП GVIE2913	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2913)	–			60,0					60,0
Итого по Астраханской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		150,0	388,8					538,8
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС						268,8					268,8
				СЭС					150,0	120,0					270,0
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Волгоградская область	ООО «Восьмой Ветропарк ФРВ»	Новоалексеевская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE0651)	–	18,8							
	ПАО «Форвард Энерго»	Васильевская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3257) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3258) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3259) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3260)	–					150,0			150,0
	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	Васильевская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2705) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2714)	–					68,8			68,8
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	Васильевская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2706)	–					43,8			43,8
	ПАО «Форвард Энерго»	Лыжинская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3256) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3261) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3262)	–					131,3			131,3
	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	Лыжинская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2704) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2709)	–					93,8			93,8
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	Лыжинская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2703)	–					43,8			43,8
	ООО «Тепловая генерация г. Волжского»	Волжская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-61-115/13	Газ, мазут			61,0					61,0
			После модернизации	ТЭС						65,0					65,0
			Изменение мощности	ТЭС						4,0					4,0
			До модернизации	ТЭС	2	ПТ-65-115/13	Газ, мазут			61,0					61,0
			После модернизации	ТЭС						65,0					65,0
			Изменение мощности	ТЭС						4,0					4,0
			До модернизации	ТЭС	5	Т-48-115	Газ, мазут			48,0					48,0
			После модернизации	ТЭС						50,0					50,0
			Изменение мощности	ТЭС						2,0					2,0
	ПАО «РусГидро»	Волжская ГЭС	До модернизации	ГЭС	7	ПЛ 587-ВБ-930	–		115,0						115,0
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 30/877-В-930	–		125,5						125,5
			Изменение мощности	ГЭС			–		10,5						10,5
Итого по Волгоградской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	18,8				531,3			531,3
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС				18,8				531,3			531,3
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		115,0	170,0					285,0
				АЭС											
				ГЭС					115,0						115,0
				ТЭС						170,0					170,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		125,5	180,0					305,5
				АЭС											
				ГЭС					125,5						125,5
				ТЭС						180,0					180,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		10,5	10,0					20,5
				АЭС											
				ГЭС					10,5						10,5
				ТЭС						10,0					10,0
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Краснодарский край	ООО «ВО «Технопромэкспорт»	Ударная ТЭС Объект 3[4]	Ввод мощности	ТЭС	6	ПГУ-160	Газ						160,0		160,0
		Ударная ТЭС Объект 2[4]	Ввод мощности	ТЭС	5	ПГУ-160	Газ						160,0		160,0
		Ударная ТЭС Объект 1[4]	Ввод мощности	ТЭС	4	ПГУ-235	Газ					235,0			235,0
	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Джубгинская ТЭС[4]	Ввод мощности	ТЭС	3	ГТУ-160	Газ						160,0		160,0
		Сочинская ТЭС[6]	Ввод мощности	ТЭС	4	ПГУ-480	Газ							480,0	480,0
	ПАО «ОГК-2»	Динская ТЭС [4]	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ-235	Газ						235,0		235,0
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ-235	Газ						235,0		235,0
	ПАО «Россети»	Система накопления электрической энергии в Краснодарском крае[5]	Ввод мощности	СНЭЭ	–	Система накопления электрической энергии	–		250,0						
	ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	Краснодарская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	8	Т-145/160-130	Газ, мазут			145,0					145,0
			После модернизации	ТЭС						150,0					150,0
			Изменение мощности	ТЭС						5,0					5,0
		Краснодарская ТЭЦ[4]	Ввод мощности	ТЭС	5	ПСУ-150	Газ				150,0				150,0
	ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	ГТУ ТЭС ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	Ввод мощности	ТЭС	1	ПТ-12-39/13	Газ	12,0							
			Ввод мощности	ТЭС	4	ГТУ GST-800	Газ	47,0							
			Ввод мощности	ТЭС	5	ГТУ GST-800	Газ	47,0							
			Ввод мощности	ТЭС	6	ГТУ GST-800	Газ	47,0							
Итого по Краснодарскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	153,0	250,0		150,0	235,0	950,0	480,0	2065,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				153,0			150,0	235,0	950,0	480,0	1815,0
				СНЭЭ					250,0						250,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			145,0					145,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						145,0					145,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			150,0					150,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						150,0					150,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			5,0					5,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						5,0					5,0
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Республика Дагестан	ООО «Новая энергия»	Зодиак СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Волна (код ГТП GVIE1477)	–	25,9							
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Зодиак (код ГТП GVIE1479)	–	25,9							
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Горизонт (код ГТП GVIE1582)	–	25,9							
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Тарлан (код ГТП GVIE2550)	–	22,2							
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Ногайская СЭС (Чолпан СЭС)	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1912)	–	60,0							
	АО «ВетроОГК-3»	Новолакская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1936)	–	55,0							
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1937)	–	52,5							
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1939)	–	45,0							
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1964)	–		52,5						52,5
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1966)	–		52,5						52,5
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1955)	–		42,5						42,5
	ООО «ГидроЭнерджи - Осетия»	МГЭС	Ввод мощности	ГЭС	–	Гидротурбина (код ГТП GVIE3382)	–			5,1					5,1
	ПАО «РусГидро» – Дагестанский филиал	Чиркейская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	РО-230-989-В-450	–				250,0				250,0
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450					275,0				275,0
			Изменение мощности	ГЭС							25,0				25,0
			До модернизации	ГЭС	3	РО-230-989-В-450	–	250,0							
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450		275,0							
			Изменение мощности	ГЭС				25,0							
			До модернизации	ГЭС	4	РО-230-989-В-450	–			250,0					250,0
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450				275,0					275,0
			Изменение мощности	ГЭС						25,0					25,0
Итого по Республике Дагестан	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	312,4	147,5	5,1					152,6
				АЭС											
				ГЭС						5,1					5,1
				ТЭС											
				ВЭС				152,5	147,5						147,5
				СЭС				159,9							
			До модернизации	Всего	–	–	–	250,0		250,0	250,0				500,0
				АЭС											
				ГЭС				250,0		250,0	250,0				500,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	275,0		275,0	275,0				550,0
				АЭС											
				ГЭС				275,0		275,0	275,0				550,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	25,0		25,0	25,0				50,0
				АЭС											
				ГЭС				25,0		25,0	25,0				50,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Кабардино-Балкарская Республика	ПАО «РусГидро»	Верхнебаксанская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)	–				12,4				12,4
			Ввод мощности	ГЭС	2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)	–				12,4				12,4
Итого по Кабардино-Балкарской Республике	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–				24,7				24,7
				АЭС											
				ГЭС							24,7				24,7
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Калмыкия	ООО «Юнигрин Пауэр»	Лаганская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1903)	–	63,0							
Итого по Республике Калмыкия	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	63,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС				63,0							
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Республика Крым	ООО «ВО «Технопромэкспорт»	Тавриическая ТЭС[4]	Ввод мощности	ТЭС	3	ПГУ-225	Газ					225,0			225,0
	ПАО «Россети»	Система накопления электрической энергии в Республике Крым[5]	Ввод мощности	СНЭЭ	–	Система накопления электрической энергии	–		100,0						100,0
	ООО «ВО «Технопромэкспорт»	Трудовая ГТЭС Объект 1[4]	Ввод мощности	ТЭС	1	ГТА-25	Газ			22,5					22,5
			Ввод мощности	ТЭС	2	ГТА-25	Газ			22,5					22,5
		Трудовая ГТЭС Объект 2[4]	Ввод мощности	ТЭС	1	ГТА-25	Газ			22,5					22,5
			Ввод мощности	ТЭС	2	ГТА-25	Газ			22,5					22,5
		Трудовая ГТЭС Объект 3[4]	Ввод мощности	ТЭС	1	ГТА-25	Газ				22,5				22,5
			Ввод мощности	ТЭС	2	ГТА-25	Газ				22,5				22,5
	АО «КРЫМТЭЦ»	Камыш-Бурунская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-12-35/10м	Газ, мазут			12,0					12,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПР-6-35/10/5	Газ, мазут			6,0					6,0
	АО «КРЫМТЭЦ»	Сакская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	Т-6-35/16	Газ			6,0					6,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	АР-6-6	Газ			6,0					6,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ДЖ-59Л3	Газ			15,4					15,4
Итого по Республике Крым	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			45,4					45,4
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						45,4					45,4
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		100,0	90,0	45,0	225,0			460,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						90,0	45,0	225,0			360,0
				СНЭЭ					100,0						100,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Ростовская область	ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	К-270(300)-240-2	Уголь, газ				270,0				270,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	К-270(300)-240-2	Уголь, газ				270,0				270,0
			Ввод мощности	ТЭС	–	ПГУ-324	Газ				324,0				324,0
			Ввод мощности	ТЭС	–	ПГУ-170	Газ				165,0				165,0
	ПАО «Форвард Энерго»	Северская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3230) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3232)	–				100,0				100,0
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	Северская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2716)	–					25,0			25,0
	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	Северская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2695) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2701)	–				75,0				75,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2710) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2715)	–					62,5			62,5
	АО «ВетроОГК-3»	Вербная ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1976) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE1978)	–			92,5					92,5
Итого по Ростовской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–				540,0				540,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							540,0				540,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–			92,5	664,0	87,5			844,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							489,0				489,0
				ВЭС						92,5	175,0	87,5			355,0
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Ставропольский край	ПАО «ЭЛ5-Энерго»	Невинномысская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПТ-25/30-90/11	Газ			25,0					25,0
	АО «ВетроОГК-3»	Симоновская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1977)	–			50,0					50,0
	ПАО «ЭЛ5-Энерго»	Сотниковская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1336)	–	71,3							
	ПАО «РусГидро»	Сенгилеевская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	РО45/3123-В-140	–		4,5						4,5
			После модернизации	ГЭС		РО 45-В-135			5,9						5,9
			Изменение мощности	ГЭС					1,4						1,4
			До модернизации	ГЭС	3	РО45/3123-В-140	–		4,5						4,5
			После модернизации	ГЭС		РО 45-В-135			5,9						5,9
			Изменение мощности	ГЭС					1,4						1,4
	ПАО «РусГидро»	Кубанская ГАЭС[3)]	До модернизации	ГАЭС	1	63НТВ-30	–		2,7						2,7
			После модернизации	ГАЭС		СТ-200-2000			3,1						3,1
			Изменение мощности	ГАЭС					0,5						0,5
			До модернизации	ГАЭС	2	63НТВ-30	–		2,7						2,7
			После модернизации	ГАЭС		СТ-200-2000			3,1						3,1
			Изменение мощности	ГАЭС					0,5						0,5
			До модернизации	ГАЭС	3	63НТВ-30	–		2,7						2,7
			После модернизации	ГАЭС		СТ-200-2000			3,1						3,1
			Изменение мощности	ГАЭС					0,5						0,5
			До модернизации	ГАЭС	4	63НТВ-30	–		2,7						2,7
			После модернизации	ГАЭС		СТ-200-2000			3,1						3,1
			Изменение мощности	ГАЭС					0,5						0,5
			До модернизации	ГАЭС	5	63НТВ-30	–		2,7						2,7
			После модернизации	ГАЭС		СТ-200-2000			3,1						3,1
			Изменение мощности	ГАЭС					0,5						0,5
			До модернизации	ГАЭС	6	63НТВ-30	–		2,7						2,7
			После модернизации	ГАЭС		СТ-200-2000			3,1						3,1

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции [1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
			Изменение мощности	ГАЭС					0,5						0,5

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Ставропольскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			25,0					25,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						25,0					25,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	71,3		50,0					50,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС				71,3		50,0					50,0
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		24,9						24,9
				АЭС											
				ГЭС					9,0						9,0
				ГАЭС					15,9						15,9
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		30,6						30,6
				АЭС											
				ГЭС					11,9						11,9
				ГАЭС					18,8						18,8
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		5,7						5,7
				АЭС											
				ГЭС					2,9						2,9
				ГАЭС					2,9						2,9
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Чеченская Республика	ООО «Юнигрин Пауэр»	Курчалоевская СЭС (Предгорная СЭС)	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2511)	–	25,0							
	ПАО «РусГидро»	Нихалойская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2759)	–				11,5				11,5
			Ввод мощности	ГЭС	2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2759)	–				11,5				11,5
Итого по Чеченской Республике	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	25,0			23,0				23,0
				АЭС											
				ГЭС							23,0				23,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС				25,0							
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
ОЭС Юга	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			70,4	540,0				610,4
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						70,4	540,0				610,4
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	643,4	647,5	626,3	906,7	1078,8	950,0	480,0	4689,3
				АЭС											
				ГЭС						5,1	47,7				52,8
				ТЭС				153,0		90,0	684,0	460,0	950,0	480,0	2664,0
				СНЭЭ					350,0						350,0
				ВЭС				242,5	147,5	411,3	175,0	618,8			1352,5
				СЭС				247,9	150,0	120,0					270,0
			До модернизации	Всего	–	–	–	250,0	139,9	565,0	250,0				954,9
				АЭС											
				ГЭС				250,0	124,0	250,0	250,0				624,0
				ГАЭС					15,9						15,9
				ТЭС						315,0					315,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	275,0	156,1	605,0	275,0				1036,1
				АЭС											
				ГЭС				275,0	137,4	275,0	275,0				687,4
				ГАЭС					18,8						18,8
				ТЭС						330,0					330,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	25,0	16,2	40,0	25,0				81,2
				АЭС											
				ГЭС				25,0	13,4	25,0	25,0				63,4
				ГАЭС					2,9						2,9
				ТЭС						15,0					15,0
				ВЭС											
				СЭС											
Оренбургская область	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Ириклинская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240	Газ, мазут				300,0				300,0
			После модернизации	ТЭС							330,0				330,0
			Изменение мощности	ТЭС							30,0				30,0
			До модернизации	ТЭС	3	К-300-240	Газ, мазут			300,0					300,0
			После модернизации	ТЭС						330,0					330,0
			Изменение мощности	ТЭС						30,0					30,0
	АО «ВетроСПК»	Липовская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1389)	–			20,0					20,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1448)	–			40,0					40,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1449)	–			40,0					40,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1393)	–			20,0					20,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1395)	–			15,0					15,0
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1396)	–			22,5					22,5
Итого по Оренбургской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–			157,5					157,5
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС						157,5					157,5
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			300,0	300,0				600,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						300,0	300,0				600,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			330,0	330,0				660,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						330,0	330,0				660,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			30,0	30,0				60,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						30,0	30,0				60,0
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Пермский край	ПАО «РусГидро»	Воткинская ГЭС	До модернизации	ГЭС	9	ПЛ 661-ВБ-930	–			100,0					100,0
			После модернизации	ГЭС		ПЛ30/5059-В-930				115,0					115,0
			Изменение мощности	ГЭС						15,0					15,0
	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Пермская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	2	К-820-240-5	Газ				820,0				820,0
			После модернизации	ТЭС							850,0				850,0
			Изменение мощности	ТЭС							30,0				30,0
Итого по Пермскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			100,0	820,0				920,0
				АЭС											
				ГЭС						100,0					100,0
				ТЭС							820,0				820,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			115,0	850,0				965,0
				АЭС											
				ГЭС						115,0					115,0
				ТЭС							850,0				850,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			15,0	30,0				45,0
				АЭС											
				ГЭС						15,0					15,0
				ТЭС							30,0				30,0
				ВЭС											
				СЭС											
Свердловская область	АО «Кузбассэнерго»	Рефтинская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240	Уголь			300,0					300,0
			После модернизации	ТЭС						315,0					315,0
			Изменение мощности	ТЭС						15,0					15,0
			До модернизации	ТЭС	4	К-300-240-2	Уголь				300,0				300,0
			После модернизации	ТЭС							315,0				315,0
			Изменение мощности	ТЭС							15,0				15,0
	ПАО «ЭЛ5-Энерго»	Среднеуральская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	6	Т-100-130	Газ	100,0							
			После модернизации	ТЭС		Т-120/120-12,8-8МО		120,0							
			Изменение мощности	ТЭС				20,0							
			До модернизации	ТЭС	9	К-310-240-1	Газ				310,0				310,0
			После модернизации	ТЭС		Т-330-23,5	Газ				330,0				330,0
			Изменение мощности	ТЭС							20,0				20,0
	ООО «Синергия»	ТЭЦ Синергия	Ввод мощности	ТЭС	2	KK&K TWIN AK68	Газ	10,0							
Итого по Свердловской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	10,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				10,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–	100,0		300,0	610,0				910,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				100,0		300,0	610,0				910,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	120,0		315,0	645,0				960,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				120,0		315,0	645,0				960,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	20,0		15,0	35,0				50,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				20,0		15,0	35,0				50,0
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Республика Башкортостан	ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»	Ново-Салаватская ТЭЦ	Ввод мощности	ТЭС	1	Р-50-12,8/0,8	Газ	50,0							
	ООО «БГК»	Кармановская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-315-240-3М	Газ, мазут	315,2							
			После модернизации	ТЭС				330,0							
			Изменение мощности	ТЭС				14,8							
			До модернизации	ТЭС	2	К-300-240-1	Газ, мазут				300,0				300,0
			После модернизации	ТЭС							330,0				330,0
			Изменение мощности	ТЭС							30,0				30,0
	ООО «БГК»	Стерлитамакская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	9	Т-100-130	Газ		100,0						100,0
			После модернизации	ТЭС					118,0						118,0
			Изменение мощности	ТЭС					18,0						18,0
	ООО «БГК»	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	3	ПТ-135/165-130/15	Газ, мазут				135,0				135,0
			После модернизации	ТЭС							139,9				139,9
			Изменение мощности	ТЭС							4,9				4,9
	ООО «БГК»	Уфимская ТЭЦ-4	До модернизации	ТЭС	9	Р-45-130/13	Газ, мазут			45,0					45,0
			После модернизации	ТЭС						49,9					49,9
			Изменение мощности	ТЭС						4,9					4,9
	ООО «РемЭнергоМонтаж»	Установка по выработке пара ООО «РемЭнергоМонтаж»	Ввод мощности	ТЭС	–	HNG 32/32	Газ	18,4							
Итого по Республике Башкортостан	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	68,4							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				68,4							
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–	315,2	100,0	45,0	435,0				580,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				315,2	100,0	45,0	435,0				580,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	330,0	118,0	49,9	469,9				637,8
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				330,0	118,0	49,9	469,9				637,8
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	14,8	18,0	4,9	34,9				57,8
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				14,8	18,0	4,9	34,9				57,8
				ВЭС											
				СЭС											
Тюменская область	ПАО «Форвард Энерго»	Тюменская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	1	Т-180/210-130-1	Газ, мазут				180,0				180,0
			После модернизации	ТЭС							185,0				185,0
			Изменение мощности	ТЭС							5,0				5,0
			До модернизации	ТЭС	2	Т-180/210-130-1	Газ, мазут				180,0				180,0
			После модернизации	ТЭС							185,0				185,0
			Изменение мощности	ТЭС							5,0				5,0
			До модернизации	ТЭС	3	Т-180/210-130-1	Газ, мазут				180,0				180,0
			После модернизации	ТЭС							185,0				185,0
			Изменение мощности	ТЭС							5,0				5,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Тюменской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–				540,0				540,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							540,0				540,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–				555,0				555,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							555,0				555,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				15,0				15,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							15,0				15,0
				ВЭС											
				СЭС											
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	ПАО «Юнипро»	Сургутская ГРЭС-2	До модернизации	ТЭС	2	К-810-240-5	Газ				810,0				810,0
			После модернизации	ТЭС							830,0				830,0
			Изменение мощности	ТЭС							20,0				20,0
			До модернизации	ТЭС	3	К-810-240-5	Газ				810,0				810,0
			После модернизации	ТЭС							830,0				830,0
			Изменение мощности	ТЭС							20,0				20,0
			До модернизации	ТЭС	4	К-810-240-5	Газ	810,0							
			После модернизации	ТЭС				830,0							
			Изменение мощности	ТЭС				20,0							
			До модернизации	ТЭС	5	К-810-240-5	Газ				810,0				810,0
			После модернизации	ТЭС							830,0				830,0
			Изменение мощности	ТЭС							20,0				20,0
Итого по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–	810,0			2430,0				2430,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				810,0			2430,0				2430,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	830,0			2490,0				2490,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				830,0			2490,0				2490,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	20,0			60,0				60,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				20,0			60,0				60,0
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Челябинская область	ПАО «Форвард Энерго»	Челябинская ТЭЦ-1	Ввод мощности	ТЭС	12	Р-26,9-3,5/0,08	Газ		26,9						26,9
	ООО «Каширская ГРЭС»	Южноуральская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	ПТ-83/100-90/9	Уголь, газ				83,0				83,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	К-100-90	Уголь, газ			100,0					100,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	Т-82/100-90/2,5	Уголь, газ			82,0					82,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	Т-82/100-90/2,5	Уголь, газ			82,0					82,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	9	К-200-130-1	Газ, мазут			200,0					200,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	10	К-200-130-1	Газ, мазут			200,0					200,0
	ПАО «Форвард Энерго»	Челябинская ТЭЦ-4	До модернизации	ТЭС	1 (ПТ–1)	DKZE1-1N33	Газ			73,0					73,0
			После модернизации	ТЭС						89,0					89,0
			Изменение мощности	ТЭС						16,0					16,0
	ПАО «Форвард Энерго»	Челябинская ТЭЦ-3	До модернизации	ТЭС	2	Т-180/210-130-1	Газ, мазут			180,0					180,0
			После модернизации	ТЭС						190,0					190,0
			Изменение мощности	ТЭС						10,0					10,0
	АО «Карабашмедь»	ГПЭС Карабаш-3	Ввод мощности	ТЭС	1–4	MWM TCG 2032 V 16	Газ	17,2							
	АО «КМЭЗ»	ГПЭС Кыштым-2	Ввод мощности	ТЭС	1–4	MWM TCG 2032 V 16	Газ	17,2							
Итого по Челябинской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			664,0	83,0				747,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						664,0	83,0				747,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	34,4	26,9						26,9
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				34,4	26,9						26,9
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			253,0					253,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						253,0					253,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			279,0					279,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						279,0					279,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			26,0					26,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						26,0					26,0
				ВЭС											
				СЭС											
ОЭС Урала	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			664,0	83,0				747,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						664,0	83,0				747,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	112,8	26,9	157,5					184,4
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				112,8	26,9						26,9
				ВЭС						157,5					157,5
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–	1225,2	100,0	998,0	5135,0				6233,0
				АЭС											
				ГЭС						100,0					100,0
				ТЭС				1225,2	100,0	898,0	5135,0				6133,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	1280,0	118,0	1088,9	5339,9				6546,8
				АЭС											
				ГЭС						115,0					115,0
				ТЭС				1280,0	118,0	973,9	5339,9				6431,8
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	54,8	18,0	90,9	204,9				313,8
				АЭС											
				ГЭС						15,0					15,0
				ТЭС				54,8	18,0	75,9	204,9				298,8
				ВЭС											
				СЭС											
Алтайский край	АО «СГК-Алтай»	Барнаульская ТЭЦ-3	До модернизации	ТЭС	2	Т-175/210-130	Газ, уголь, мазут		175,0						175,0
			После модернизации	ТЭС					185,0						185,0
			Изменение мощности	ТЭС					10,0						10,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Алтайскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		175,0						175,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					175,0						175,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		185,0						185,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					185,0						185,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		10,0						10,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					10,0						10,0
				ВЭС											
				СЭС											
Забайкальский край	ООО «Юнигрин Пауэр»	Абагайтуйская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1875)	–	60,0							
			Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1876)	–	60,0							
		Ононская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2878)	–	50,0							
			Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2879)	–	50,0							
			Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2877)	–	50,0							
	ООО «Солар Ритейл»	Луговая СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Хандама (код ГТП GVIE2335)	–		8,7						8,7
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Аверина (код ГТП GVIE2341)	–		25,5						25,5
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Шахтерская (код ГТП GVIE2590)	–		51,0						51,0
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Ивашки (код ГТП GVIE2593)	–		51,0						51,0
		Полевая СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Нерча (код ГТП GVIE2818)	–	36,8							
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Даурия (код ГТП GVIE2822)	–	30,0							
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Куэнга (код ГТП GVIE2823)	–		25,0						25,0
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Кудинца (код ГТП GVIE2838)	–		20,0						20,0
		Майдари СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Туяна (код ГТП GVIE2827)	–		40,0						40,0
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Майдари (код ГТП GVIE2817)	–			20,6					20,6
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Сарана (код ГТП GVIE2824)	–			50,0					50,0
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Падма (код ГТП GVIE2825)	–				30,0				30,0
			Ввод мощности	СЭС	5	ФЭСМ Нордан (код ГТП GVIE2819)	–				40,0				40,0
			Ввод мощности	СЭС	6	ФЭСМ Солонго (код ГТП GVIE2809)	–				16,3				16,3
	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Харанорская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	ПСУ	Уголь					230,0			230,0
			Ввод мощности	ТЭС	5	ПСУ	Уголь					230,0			230,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Забайкальскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	336,8	221,0	70,6	86,3	460,0			837,9
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС								460,0			460,0
				ВЭС											
				СЭС				336,8	221,0	70,6	86,3				377,9
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Иркутская область	ООО «Байкальская энергетическая компания»	Иркутская ТЭЦ-11	Ввод мощности	ТЭС	10	ПСУ	Уголь				230,0				230,0
			Ввод мощности	ТЭС	11	ПСУ	Уголь				230,0				230,0
			Ввод мощности	ТЭС	12	ПСУ	Уголь					230,0			230,0
	АО «Витимэнергосбыт»	Мамаканская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	ПЛ-642-ВМ-300	–				21,5				21,5
			После модернизации	ГЭС							27,6				27,6
			Изменение мощности	ГЭС							6,1				6,1
			До модернизации	ГЭС	2	ПЛ-642-ВМ-300	–			21,5					21,5
			После модернизации	ГЭС						27,6					27,6
			Изменение мощности	ГЭС						6,1					6,1
	АО «Группа «ИЛИМ»	ТЭС Филиала АО «Группа «ИЛИМ» г. Усть-Илимск	Ввод мощности	ТЭС	–	ТГ	Черный щелок	35,0							

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Иркутской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	35,0			460,0	230,0			690,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				35,0			460,0	230,0			690,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–			21,5	21,5				43,0
				АЭС											
				ГЭС						21,5	21,5				43,0
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–			27,6	27,6				55,3
				АЭС											
				ГЭС						27,6	27,6				55,3
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			6,1	6,1				12,3
				АЭС											
				ГЭС						6,1	6,1				12,3
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Красноярский край	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	Красноярская ТЭЦ-1	Ввод мощности	ТЭС	15	Т-35/59-1,3	Уголь	35,0							
			Ввод мощности	ТЭС	16	Т-35/59-1,3	Уголь	35,0							
			До модернизации	ТЭС	11	Р-57-130/15	Уголь		57,0						57,0
			После модернизации	ТЭС					100,0						100,0
			Изменение мощности	ТЭС					43,0						43,0
			До модернизации	ТЭС	12	Р-57-130/15	Уголь		57,0						57,0
			После модернизации	ТЭС					87,0						87,0
			Изменение мощности	ТЭС					30,0						30,0
	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	Красноярская ТЭЦ-3	Ввод мощности	ТЭС	2	Т-185-130	Уголь	185,0							
	ООО «Тайга Богучаны»	Электростанция ООО «Тайга Богучаны»	Ввод мощности	ТЭС	1	П-162-96/28/15/6	Черный щелок	162,0							

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Красноярскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	417,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				417,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		114,0						114,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					114,0						114,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		187,0						187,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					187,0						187,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		73,0						73,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					73,0						73,0
				ВЭС											
				СЭС											
Новосибирская область	АО «СГК-Новосибирск»	Новосибирская ТЭЦ-3	До модернизации	ТЭС	11	Т-100/120-130 ПРЗ-1	Уголь			100,0					100,0
			После модернизации	ТЭС						120,0					120,0
			Изменение мощности	ТЭС						20,0					20,0
			До модернизации	ТЭС	13	Т-100/120-130 ПРЗ-1	Уголь		100,0						100,0
			После модернизации	ТЭС					120,0						120,0
			Изменение мощности	ТЭС					20,0						20,0
Итого по Новосибирской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		100,0	100,0					200,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					100,0	100,0					200,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		120,0	120,0					240,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					120,0	120,0					240,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		20,0	20,0					40,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					20,0	20,0					40,0
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Бурятия	ПАО «ТГК-14»	Улан-Удэнская ТЭЦ-2	Ввод мощности	ТЭС	1	ПСУ	Уголь				65,0				65,0
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПСУ	Уголь					90,0			90,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Республике Бурятия	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–				65,0	90,0			155,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС							65,0	90,0			155,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Хакасия	АО «Абаканская ТЭЦ»	Абаканская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-60-130/13	Уголь, мазут		60,0						60,0
			После модернизации	ТЭС					64,9						64,9
			Изменение мощности	ТЭС					4,9						4,9
Итого по Республике Хакасия	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–		60,0						60,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					60,0						60,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		64,9						64,9
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					64,9						64,9
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		4,9						4,9
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					4,9						4,9
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Омская область	АО «ТГК-11»	Омская ТЭЦ-3	Вывод из эксплуатации	ТЭС	9	ПТ-60-90/13	Газ, мазут			60,0					60,0
	АО «ВетроСПК»	ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3285)	–					18,4			18,4
Итого по Омской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			60,0					60,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						60,0					60,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–					18,4			18,4
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС								18,4			18,4
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Томская область	АО «СХК»	Опытно-демонстрационный энергоблок г. Северска	Ввод мощности	АЭС	1	БРЕСТ-ОД-300	Ядерное топливо				300,0				300,0
	АО «РИР»	ТЭЦ СХК	Вывод из эксплуатации	ТЭС	11	ВКТ-100М	Уголь, газ			100,0					100,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	ВПТ-25-3	Уголь, газ		25,0						25,0
			Ввод мощности	ТЭС	1	ПР-30/35/8,8/1,0	Уголь, газ		30,0						30,0
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПР-30/35/8,8/1,0	Уголь, газ		30,0						30,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Томской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		25,0	100,0					125,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					25,0	100,0					125,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		60,0		300,0				360,0
				АЭС							300,0				300,0
				ГЭС											
				ТЭС					60,0						60,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
ОЭС Сибири	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		25,0	160,0					185,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					25,0	160,0					185,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	788,8	281,0	70,6	911,3	798,4			2061,3
				АЭС							300,0				300,0
				ГЭС											
				ТЭС				452,0	60,0		525,0	780,0			1365,0
				ВЭС								18,4			18,4
				СЭС				336,8	221,0	70,6	86,3				377,9
			До модернизации	Всего	–	–	–		449,0	121,5	21,5				592,0
				АЭС											
				ГЭС						21,5	21,5				43,0
				ТЭС					449,0	100,0					549,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–		556,9	147,6	27,6				732,2
				АЭС											
				ГЭС						27,6	27,6				55,3
				ТЭС					556,9	120,0					676,9
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		107,9	26,1	6,1				140,2
				АЭС											
				ГЭС						6,1	6,1				12,3
				ТЭС					107,9	20,0					127,9
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по 1-й синхронной зоне ЕЭС России	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		135,0	930,4	623,0		2000,0	1000,0	4688,4
				АЭС									2000,0	1000,0	3000,0
				ГЭС											
				ТЭС					135,0	930,4	623,0				1688,4
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	1848,9	3282,5	2441,9	4334,4	1877,1	2892,5	1929,8	16758,2
				АЭС					1200,0	1200,0	300,0		1150,0	1200,0	5050,0
				ГЭС					24,6	5,1	47,7				77,4
				ГАЭС							840,0				840,0
				ТЭС				749,8	651,9	365,0	2410,4	1240,0	1430,0	480,0	6577,3
				СНЭЭ					350,0						350,0
				ВЭС				442,5	685,0	681,3	650,0	637,1	312,5	249,8	3215,6
				СЭС				656,7	371,0	190,6	86,3				647,9
			До модернизации	Всего	–	–	–	1995,2	1859,9	2419,5	5771,5	365,0	65,0		10480,9
				АЭС											
				ГЭС				315,0	364,0	371,5	336,5	65,0	65,0		1202,0
				ГАЭС					15,9						15,9
				ТЭС				1680,2	1480,0	2048,0	5435,0	300,0			9263,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	2133,5	2059,0	2619,5	6045,0	402,5	72,5		11198,6
				АЭС											
				ГЭС				347,5	401,4	417,6	375,1	72,5	72,5		1339,1
				ГАЭС					18,8						18,8
				ТЭС				1786,0	1638,9	2201,9	5669,9	330,0			9840,7
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	138,3	199,1	200,0	273,5	37,5	7,5		717,7
				АЭС											
				ГЭС				32,5	37,4	46,1	38,6	7,5	7,5		137,1
				ГАЭС					2,9						2,9
				ТЭС				105,8	158,9	153,9	234,9	30,0			577,7
				ВЭС											
				СЭС											
Приморский край	АО «ДГК»	Артемовская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	КТ-115-8,8-2	Уголь, мазут			100,0					100,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	КТ-115-8,8-2	Уголь, мазут			100,0					100,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	К-100-90-6	Уголь			100,0					100,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	К-100-90-6	Уголь			100,0					100,0
	ПАО «РусГидро»	Партизанская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	К-140-12,8	Уголь, дизельное топливо			140,0					140,0
			Ввод мощности	ТЭС	5	К-140-12,8	Уголь, дизельное топливо			140,0					140,0
	ПАО «РусГидро»	Артемовская ТЭЦ-2 (Шкотовская ТЭЦ)	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ	Газ			220,0					220,0
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ	Газ			220,0					220,0
	ПАО «РусГидро»	Владивостокская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	2	Т-98-115	Газ, мазут	98,0							
			После модернизации	ТЭС		Т-120/130-12,8	Газ, мазут	120,0							
			Изменение мощности	ТЭС				22,0							
			До модернизации	ТЭС	3	Т-105-115	Газ, мазут				105,0				105,0
			После модернизации	ТЭС		Т-120/130-12,8	Газ, мазут				120,0				120,0
			Изменение мощности	ТЭС							15,0				15,0
	АО «НЗМУ»	Шепаловская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1–4	ГТУ	Газ		30,0						30,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Приморскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			400,0					400,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						400,0					400,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		30,0	720,0					750,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС					30,0	720,0					750,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–	98,0			105,0				105,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				98,0			105,0				105,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	120,0			120,0				120,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				120,0			120,0				120,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	22,0			15,0				15,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				22,0			15,0				15,0
				ВЭС											
				СЭС											
Хабаровский край	АО «ДГК»	Хабаровская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПР-25/30-90	Уголь (газ)/мазут			25,0					25,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПТ-25/30-90	Уголь (газ)/мазут			30,0					30,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПР-25/30-90	Уголь (газ)/мазут			25,0					25,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-50-90	Уголь (газ)/мазут			50,0					50,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	Т-100-130	Уголь (газ)/мазут			100,0					100,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	Т-100-130	Уголь (газ)/мазут			100,0					100,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	9	Т-100/120-130	Уголь (газ)/мазут			105,0					105,0
	ПАО «РусГидро»	Хабаровская ТЭЦ-4 (Южная ТЭЦ)	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ	Газ, дизельное топливо			205,0					205,0
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ	Газ, дизельное топливо			205,0					205,0
	АО «ВетроСПК»	ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3487)	–				139,9				139,9
Итого по Хабаровскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			435,0					435,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						435,0					435,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–			410,0	139,9				549,9
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС						410,0					410,0
				ВЭС							139,9				139,9
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Еврейская автономная область	ООО «СЭР Дальний Восток»	СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3508)	–		5,2						5,2
		СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3533) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3534) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3535) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3536) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3537) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3538) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3539) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3540) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3541) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3542) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3543) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3544) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3545) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3546) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3547) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3548) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3549) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3550) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3551) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3552) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3553) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3554) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3555)	–		624,0						624,0
	ООО «Юнигрин Пауэр»	СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3315)	–					47,6			47,6
		СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2880)	–		50,0						50,0
Итого по Еврейской автономной области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		679,2			47,6			726,8
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС					679,2			47,6			726,8
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Республика Саха (Якутия)	АО «ДГК»	Чульманская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	ПТ-12-35/10М	Уголь		12,0						12,0
	ПАО «Якутскэнерго»	Якутская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ГТЭ-45-3	Газ, дизельное топливо			41,4					41,4
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ГТЭ-45-3	Газ, дизельное топливо			41,1					41,1
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	ГТЭ-45-3	Газ, дизельное топливо			43,0					43,0
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	ГТ-35-770	Газ, дизельное топливо			22,3					22,3
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	ГТ-35-770	Газ, дизельное топливо			22,2					22,2
	ПАО «РусГидро»	Нерюнгринская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	К-225-12,8	Уголь			225,0					225,0
			Ввод мощности	ТЭС	5	К-225-12,8	Уголь			225,0					225,0
	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Новоленская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1–3	ПСУ	Газ				550,0				550,0
	ПАО «РусГидро»	Якутская ГРЭС-2 (2-я очередь) (Туймаада ТЭЦ)	Ввод мощности	ТЭС	1	ПСУ	Газ		80,0						80,0
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПСУ	Газ			80,0					80,0
	ООО «Газпром энергохолдинг»	Южно-Якутская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1–2	ГТУ	Газ		220,0						220,0
			Ввод мощности	ТЭС	3	ПТУ	Газ			93,0					93,0
	АО «Вилюйская ГЭС-3»	Светлинская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	4	ГА	–			104,0					104,0
	АО «Якутская ГРЭС-2»	Якутская ГРЭС Новая	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ГТУ LM 6000	Газ	40,4							
			Ввод мощности	ТЭС	5	ЭГЭС-25ПА	Газ	25,0							
			Ввод мощности	ТЭС	6	ЭГЭС-25ПА	Газ	25,0							
	ООО «Якутская генерирующая компания»	Оленская ГПЭС	Ввод мощности	ТЭС	–	ГПУ	Газ		33,0						33,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Республике Саха (Якутия)	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	40,4	12,0	170,1					182,1
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				40,4	12,0	170,1					182,1
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	50,0	333,0	727,0	550,0				1610,0
				АЭС											
				ГЭС						104,0					104,0
				ТЭС				50,0	333,0	623,0	550,0				1506,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Амурская область	ООО «Свободненская ТЭС»	Свободненская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	–	ПГУ	Газ					450,0			450,0
	АО «ВетроСПК»	ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3454)	–			89,8					89,8
		ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3469)	–				140,0				140,0
	ПАО «Форвард Энерго»	ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3573) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3574) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3575)	–			150,0					150,0
	ООО «Юнигрин Пауэр»	СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2888)	–			50,0					50,0
		СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2889)	–			50,0					50,0
		СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2900)	–				67,0				67,0
		СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2901)	–				67,0				67,0
	ООО «СЭР Дальний Восток»	СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3496)	–			5,2					5,2
		СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3475)	–				5,3				5,3
		СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3480)	–						25,0		25,0
		СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3509)	–						23,7		23,7
		СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3556) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3557) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3558) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3559) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3560) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3561) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3562) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3563) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3564) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3565) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3566) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3567) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3568) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3569) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3570) Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3571)	–			420,1					420,1

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Амурской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–			765,1	279,3	450,0	48,7		1543,1
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС								450,0			450,0
				ВЭС						239,8	140,0				379,8
				СЭС						525,3	139,3		48,7		713,3
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
ОЭС Востока	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	40,4	12,0	1005,1					1017,1
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				40,4	12,0	1005,1					1017,1
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	50,0	1042,2	2622,1	969,1	497,6	48,7		5179,8
				АЭС											
				ГЭС						104,0					104,0
				ТЭС				50,0	363,0	1753,0	550,0	450,0			3116,0
				ВЭС						239,8	279,9				519,7
				СЭС					679,2	525,3	139,3	47,6	48,7		1440,1
			До модернизации	Всего	–	–	–	98,0			105,0				105,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				98,0			105,0				105,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	120,0			120,0				120,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				120,0			120,0				120,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	22,0			15,0				15,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				22,0			15,0				15,0
				ВЭС											
				СЭС											
Итого по 2-й синхронной зоне ЕЭС России	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	40,4	12,0	1005,1					1017,1
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				40,4	12,0	1005,1					1017,1
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	50,0	1042,2	2622,1	969,1	497,6	48,7		5179,8
				АЭС											
				ГЭС						104,0					104,0
				ТЭС				50,0	363,0	1753,0	550,0	450,0			3116,0
				ВЭС						239,8	279,9				519,7
				СЭС					679,2	525,3	139,3	47,6	48,7		1440,1
			До модернизации	Всего	–	–	–	98,0			105,0				105,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				98,0			105,0				105,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	120,0			120,0				120,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				120,0			120,0				120,0
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	22,0			15,0				15,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				22,0			15,0				15,0
				ВЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по ЕЭС России	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	40,4	147,0	1935,5	623,0		2000,0	1000,0	5705,5
				АЭС									2000,0	1000,0	3000,0
				ГЭС											
				ТЭС				40,4	147,0	1935,5	623,0				2705,5
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	1898,9	4324,7	5064,1	5303,5	2374,7	2941,2	1929,8	21938,0
				АЭС					1200,0	1200,0	300,0		1150,0	1200,0	5050,0
				ГЭС					24,6	109,1	47,7				181,4
				ГАЭС							840,0				840,0
				ТЭС				799,8	1014,9	2118,0	2960,4	1690,0	1430,0	480,0	9693,3
				СНЭЭ					350,0						350,0
				ВЭС				442,5	685,0	921,1	929,9	637,1	312,5	249,8	3735,3
				СЭС				656,7	1050,2	715,9	225,6	47,6	48,7		2088,0
			До модернизации	Всего	–	–	–	2093,2	1859,9	2419,5	5876,5	365,0	65,0		10585,9
				АЭС											
				ГЭС				315,0	364,0	371,5	336,5	65,0	65,0		1202,0
				ГАЭС					15,9						15,9
				ТЭС				1778,2	1480,0	2048,0	5540,0	300,0			9368,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	2253,5	2059,0	2619,5	6165,0	402,5	72,5		11318,6
				АЭС											
				ГЭС				347,5	401,4	417,6	375,1	72,5	72,5		1339,1
				ГАЭС					18,8						18,8
				ТЭС				1906,0	1638,9	2201,9	5789,9	330,0			9960,7
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	160,3	199,1	200,0	288,5	37,5	7,5		732,7
				АЭС											
				ГЭС				32,5	37,4	46,1	38,6	7,5	7,5		137,1
				ГАЭС					2,9						2,9
				ТЭС				127,8	158,9	153,9	249,9	30,0			592,7
				ВЭС											
				СЭС											
Чукотский автономный округ	АО «Концерн Росэнергоатом»	Билибинская АЭС	Вывод из эксплуатации	АЭС	2–4	ЭГП-6	Ядерное топливо	36,0							
	Администрация Чукотского АО	Энергоцентр г. Билибино (Билибинская ДЭС)	Ввод мощности	ТЭС	–	ДЭС	Дизельное топливо	25,0							
Итого по Чукотскому автономному округу	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	36,0							
				АЭС				36,0							
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	25,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ГАЭС											
				ТЭС				25,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Сахалинская область	ПАО «Сахалинэнерго»	Южно-Сахалинская ТЭЦ-1	Ввод мощности	ТЭС	11	ЭГЭС-25ПА	Газ			25,0					25,0
			Ввод мощности	ТЭС	12	ЭГЭС-25ПА	Газ			25,0					25,0

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по Сахалинской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–			50,0					50,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ГАЭС											
				ТЭС						50,0					50,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район, Туруханский район и г.о. Норильск Красноярского края	АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания»	Норильская ТЭЦ-2	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	Т-75-90	Газ	75,0							
Итого по электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	75,0							
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС				75,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ГАЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.
Итого по технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	111,0							
				АЭС				36,0							
				ГЭС											
				ТЭС				75,0							
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	25,0		50,0					50,0
				АЭС											
				ГЭС											
				ГАЭС											
				ТЭС				25,0		50,0					50,0
				ВЭС											
				СЭС											
			До модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–								
				АЭС											
				ГЭС											
				ТЭС											
				ВЭС											
				СЭС											
Итого по электроэнергетическим системам России	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	151,4	147,0	1935,5	623,0		2000,0	1000,0	5705,5
				АЭС				36,0					2000,0	1000,0	3000,0
				ГЭС											
				ТЭС				115,4	147,0	1935,5	623,0				2705,5
				ВЭС											
				СЭС											
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	1923,9	4324,7	5114,1	5303,5	2374,7	2941,2	1929,8	21988,0
				АЭС					1200,0	1200,0	300,0		1150,0	1200,0	5050,0
				ГЭС					24,6	109,1	47,7				181,4
				ГАЭС							840,0				840,0
				ТЭС				824,8	1014,9	2168,0	2960,4	1690,0	1430,0	480,0	9743,3
				СНЭЭ					350,0						350,0
				ВЭС				442,5	685,0	921,1	929,9	637,1	312,5	249,8	3735,3
				СЭС				656,7	1050,2	715,9	225,6	47,6	48,7		2088,0
			До модернизации	Всего	–	–	–	2093,2	1859,9	2419,5	5876,5	365,0	65,0		10585,9
				АЭС											
				ГЭС				315,0	364,0	371,5	336,5	65,0	65,0		1202,0
				ГАЭС					15,9						15,9
				ТЭС				1778,2	1480,0	2048,0	5540,0	300,0			9368,0
				ВЭС											
				СЭС											
			После модернизации	Всего	–	–	–	2253,5	2059,0	2619,5	6165,0	402,5	72,5		11318,6
				АЭС											
				ГЭС				347,5	401,4	417,6	375,1	72,5	72,5		1339,1
				ГАЭС					18,8						18,8
				ТЭС				1906,0	1638,9	2201,9	5789,9	330,0			9960,7
				ВЭС											
				СЭС											
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	160,3	199,1	200,0	288,5	37,5	7,5		732,7
				АЭС											
				ГЭС				32,5	37,4	46,1	38,6	7,5	7,5		137,1
				ГАЭС					2,9						2,9
				ТЭС				127,8	158,9	153,9	249,9	30,0			592,7
				ВЭС											
				СЭС											

Примечания

1 [1)] В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

(МВт)

Субъект Российской Федерации	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции[1)]	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2026–2031 гг.

2 [2)] В связи в наличием рисков отсрочки ввода Загорской ГАЭС-2, указанный объект не учитывался при анализе балансовой ситуации в энергосистеме г. Москвы и Московской области в приложении № 3 к СиПР ЭЭС России на 2026–2031 годы.

3 [3)] Установленная мощность Кубанской ГАЭС и Загорской ГАЭС-2 соответствует величине мощности электростанций в турбинном режиме.

4 [4)] Мероприятия по развитию генерирующих объектов приведены в соответствии с Протоколом Правительственной комиссии от 29.10.2025 № 8пр.

5 [5)] Системы накопления электрической энергии в энергосистемах Республики Адыгея и Краснодарского края и Республики Крым и г. Севастополя планируется размещать на объектах ПАО «Россети».

6 [6)] Срок ввода в эксплуатацию новых генерирующих объектов может быть уточнен.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 3

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2026 – 2031 годы

ПЕРЕЧЕНЬ И ОПИСАНИЕ
территорий технологически необходимой генерации, на которых определено наличие в нормальной или единичной ремонтной схеме дефицита активной мощности с учетом резервирования, не покрываемого с использованием объектов по производству электрической энергии и мероприятий по развитию электрических сетей

1. Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия

Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, Южная часть Республики Бурятия включают в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– территория Иркутской области, включающая Аларский, Балаганский, Баяндаевский, Боханский, Жигаловский, Заларинский, Зиминский, Иркутский, Качугский, Куйтунский, Нижнеудинский, Нукутский, Ольхонский, Осинский, Слюдянский, Тулунский, Усольский, Усть-Удинский, Черемховский, Шелеховский и Эхирит-Булагатский муниципальные районы, Ангарский городской округ, г. Зима, г. Иркутск, г. Нижнеудинск, г. Саянск, г. Свирск, г. Тулун, г. Усолье-Сибирское, г. Черемхово, г. Шелехов;

– территория Республики Бурятия, включающая Баргузинский, Баунтовский Эвенкийский, Бичурский, Джидинский, Еравнинский, Заиграевский, Закаменский, Иволгинский, Кабанский, Кижингинский, Курумканский, Кяхтинский, Мухоршибирский, Окинский, Прибайкальский, Селенгинский, Тарбагатайский, Тункинский и Хоринский муниципальные районы и г. Улан-Удэ;

– территория Забайкальского края, включающая Агинский, Балейский, Борзинский, Дульдургинский, Забайкальский, Карымский, Краснокаменский, Красночикойский, Кыринский, Могойтуйский, Нерчинский, Оловяннинский, Петровск-Забайкальский, Сретенский, Улётовский, Хилокский, Чернышевский, Читинский, Шелопугинский и Шилкинский муниципальные районы, Акшинский, Александрово-Заводский, Газимуро-Заводский, Калганский, Могочинский, Нерчинско-Заводский, Ононский и Приаргунский муниципальные округа, г. Краснокаменск, г. Чита, п. Агинское, г. Петровск-Забайкальский, закрытое административно-территориальное образование п. Горный.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Иркутско-Черемховском и Тулуно-Зиминском энергорайонах энергосистемы Иркутской области, а также южной части Республики Бурятия и Забайкальского края (далее – энергорайон юго-восточная часть (далее – ЮВЧ) объединенной энергетической системы (далее – ОЭС) Сибири) выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за контролируемым сечением (далее – КС) «Братск – Иркутск», включающим в себя ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 1, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 2, а также с учетом пропускной способности ВЛ 220 кВ Тулун – Покосное, ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками, ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 1. При оценке потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск».

Баланс мощности сформирован для двух сценариев учета нагрузки крупных центров обработки данных, расположенных в энергорайоне ЮВЧ ОЭС Сибири, связанных с майнингом цифровых валют и подключенных к электрической сети или имеющих договоры на технологическое присоединение. После введения в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в

том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2025 № 439 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» ограничений на осуществление указанных видов деятельности использование соответствующих объемов мощности будет возможно путем перераспределения в пользу иных потребителей, что может потребовать дополнительных решений по строительству объектов генерации.

Таблица 1 – Баланс мощности энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности (с учетом центров обработки данных)	8745	9261	9669	10026	10207	10250
в том числе подключенные к электрической сети или имеющие договоры на технологическое присоединение центры обработки данных	572	572	572	572	572	572
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[5)]	438	463	484	502	511	513
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности	9528	10069	10498	10873	11063	11108
Максимум потребления мощности с учетом реализации запрета майнинга цифровых валют на территории энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири (далее – с запретом майнинга)[1)]	8173	8689	9097	9454	9635	9678
Стратегический резерв мощности в размере 5 %	409	434	455	473	482	484
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности с запретом майнинга	8927	9468	9897	10272	10462	10507
Располагаемая мощность электростанций	6293	6293	6293	7598	7598	7598
Аварийность статистическая	1021	1021	1021	1021	1021	1021
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической[2), 3)]	5272	5272	5272	6577	6577	6577
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность электропередачи Братск – Иркутск в нормальной схеме	2197	2197	2197	2197	2197	2197
Пропускная способность электропередачи Братск – Иркутск в единичной ремонтной схеме	1792	1792	1792	1792	1792	1792
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-1995	-2536	-2965	-2035	-2225	-2270

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-2400	-2941	-3370	-2440	-2630	-2675
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-1394	-1935	-2364	-1434	-1624	-1669
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-1799	-2340	-2769	-1839	-2029	-2074
Отложенный спрос на мощность[4)]	93,7	137,0	140,4	165,3	0,0	0,0

Примечания

1 [1)] В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2025 № 439 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

2 [2)] С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Иркутская ТЭЦ-11 (690 МВт), Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (155 МВт), Харанорская ГРЭС (460 МВт).

3 [3)] Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона.

4 [4)] Под отложенным спросом на мощность понимается учтенная в прогнозе потребления мощности мощность перспективных потребителей, осуществление набора нагрузки которыми возможно только при условии реализации всех мероприятий, предусмотренных техническими условиями для технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрической сети, в том числе сроки реализации которых наступают после заявленного срока технологического присоединения.

5 [5)] В соответствии с решениями Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.12.2024 № 4153-р (далее – Генеральная схема) предусмотрено строительство Мокской и Ивановской ГЭС, выдача мощности которых предполагается в энергорайон ЮВЧ ОЭС Сибири. Вместе с тем с учетом отсутствия принятых решений по реализации указанных ГЭС учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» показывает, что непокрываемый дефицит мощности составит 1669 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 2074 МВт (объем дефицита мощности актуализирован относительно величины, утвержденной протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.06.2025 № АН-П51-58пр, с учетом прироста потребления до 2031 года и верифицированных планов по технологическому присоединению) в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– в энергосистемах Забайкальского края и Республики Бурятия строительство объектов генерации, обеспечивающих техническую возможность выработки электрической энергии с числом часов использования установленной мощности не менее 6500 часов в году без наличия сезонных ограничений (далее – Гарантированная генерация), установленной мощностью 1050 МВт в соответствии с протоколом заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики под председательством Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29.10.2025 № 8пр (далее – Протокол № 8пр);

– строительство двухполюсной передачи постоянного тока (далее – ППТ) из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.06.2025 № АН-П51-58пр и Протоколом № 8пр.

Перечень предложений и мероприятий, направленных на исключение прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности в период до реализации мероприятий по строительству электрических сетей и генерирующих объектов (далее – краткосрочные мероприятия):

– переход на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «Братск – Иркутск» в нормальной схеме;

– разработка планов повышения надежности (далее – ППН) генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в отопительный период (далее – ОЗП);

– реализация мероприятий по развитию электрических сетей и противоаварийного управления, направленных на снижение ограничений выдачи мощности электрических станций;

– мероприятия по выявлению и пресечению незаконной майнинговой деятельности в условиях введенного запрета майнинга цифровых валют;

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации и электрических сетей, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения;

– перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей, не имеющих в технических условиях для технологического присоединения мероприятий по строительству новых объектов генерации и двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия», на период после реализации указанных мероприятий.

Краткосрочным мероприятием может являться введение внутрисуточного ограничения потребления электрической мощности промышленными потребителями в период зимних максимальных нагрузок.

Основные показатели баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 2. При оценке потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия».

Таблица 2 – Баланс мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности (с учетом центров обработки данных)	2970	3266	3485	3729	3864	3874
в том числе подключенные к электрической сети или имеющие договоры на технологическое присоединение центры обработки данных	85	85	85	85	85	85
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[3)]	148	163	174	186	193	193
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности	3463	3774	4004	4260	4402	4412

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности с запретом майнинга[1)]	2885	3181	3400	3644	3779	3789
Стратегический резерв мощности в размере 5 %	144	159	170	182	189	189
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности с запретом майнинга	3374	3685	3915	4171	4313	4323
Располагаемая мощность электростанций	2906	2906	2906	3521	3521	3521
Аварийность статистическая	850	850	850	850	850	850
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической[2)]	2056	2056	2056	2671	2671	2671
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность КС «Иркутск – Бурятия» в нормальной схеме	650	650	650	650	650	650
Пропускная способность КС «Иркутск – Бурятия» в единичной ремонтной схеме	295	295	295	295	295	295
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-693	-1004	-1234	-875	-1017	-1027
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-1048	-1359	-1589	-1230	-1372	-1382
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-604	-915	-1145	-786	-928	-938
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической и с запретом майнинга	-959	-1270	-1500	-1141	-1283	-1293
Отложенный спрос на мощность	92,6	132,7	132,8	157,7	0,0	0,0

Примечания

1 [1)] В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2025 № 439 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

2 [2)] С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (155 МВт), Харанорская ГРЭС (460 МВт).

3 [3)] В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Мокской и Ивановской ГЭС, выдача мощности которых предполагается в энергорайон ЮВЧ ОЭС Сибири. Вместе с тем с учетом отсутствия принятых решений по реализации указанных проектов учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» показывает, что непокрываемый дефицит мощности в южных частях энергосистем Забайкальского края и Республики Бурятия составит

938 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 1293 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– в энергосистемах Забайкальского края и Республики Бурятия строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 1050 МВт в соответствии с Протоколом № 8пр;

– строительство двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.06.2025 № АН-П51-58пр и Протоколом № 8пр.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

– реализация мероприятий по развитию электрических сетей и противоаварийного управления, направленных на снижение ограничений выдачи мощности электрических станций;

– мероприятия по выявлению и пресечению незаконной майнинговой деятельности в условиях введенного запрета майнинга цифровых валют;

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации и электрических сетей, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения;

– перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей, не имеющих в технических условиях для технологического присоединения мероприятий по строительству новых объектов генерации и двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири в часть

энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия», на период после реализации указанных мероприятий.

Основные показатели баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 3. При оценке потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита».

Таблица 3 – Баланс мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	1595	1829	2005	2096	2101	2107
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[2)]	80	91	100	105	105	105
Потребность в мощности	1675	1920	2105	2201	2206	2212
Располагаемая мощность электростанций	1481	1481	1481	1941	1941	1941
Аварийность статистическая	385	385	385	385	385	385
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической [1)]	1096	1096	1096	1556	1556	1556
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность КС «Бурятия – Чита» в нормальной схеме	342	342	342	342	342	342
Пропускная способность КС «Бурятия – Чита» в единичной ремонтной схеме	210	210	210	210	210	210
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-173	-418	-603	-239	-244	-250
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-305	-550	-735	-371	-376	-382
Отложенный спрос на мощность	71,2	111,2	111,2	132,0	0,0	0,0

Примечания

1 [1)] С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Харанорская ГРЭС (460 МВт).

2 [2)] В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Мокской и Ивановской ГЭС, выдача мощности которых предполагается в энергорайон ЮВЧ ОЭС Сибири. Вместе с тем с учетом отсутствия принятых решений по реализации указанных проектов учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности части энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Бурятия – Чита» показывает, что непокрываемый дефицит мощности в южной части энергосистемы Забайкальского края составит 250 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 382 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– в энергосистемах Забайкальского края и Республики Бурятия строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 1050 МВт в соответствии с Протоколом № 8пр;

– строительство двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири (со строительством преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)) в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия» пропускной способностью порядка 1500 МВт с установкой преобразовательного оборудования в соответствии с протоколом совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 02.06.2025 № АН-П51-58пр и Протоколом № 8пр.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

– реализация мероприятий по развитию электрических сетей и противоаварийного управления, направленных на снижение ограничений выдачи мощности электрических станций;

– мероприятия по выявлению и пресечению незаконной майнинговой деятельности в условиях введенного запрета майнинга цифровых валют;

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации и электрических сетей, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения;

– перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей, не имеющих в технических условиях для технологического присоединения мероприятий по строительству новых объектов генерации и двухполюсной ППТ из центральной части ОЭС Сибири в часть энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири за КС «Иркутск – Бурятия», на период после реализации указанных мероприятий.

Предусмотренные к реализации мероприятия обеспечивают текущие планы по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями на рассматриваемый перспективный период и возможность опережающего развития рассматриваемого региона, роста валового регионального продукта и промышленного производства, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону с учетом действующего временного запрета на майнинг цифровой валюты на территории энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири.

Места размещения преобразовательных подстанций подлежат определению в рамках разработки отдельной проектной документации.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

2. ОЭС Востока

ОЭС Востока включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– Амурская область;

– Приморский край;

– территория Хабаровского края, включающая Амурский, Бикинский, Ванинский, Верхнебуреинский, Вяземский, Комсомольский, Нанайский,

Советско-Гаванский, Солнечный, Хабаровский муниципальные районы, городской округ «Город Хабаровск», городской округ «Город Комсомольск-на-Амуре»;

– Еврейская автономная область;

– территория Республики Саха (Якутия), включающая Алданский, Амгинский, Вилюйский, Верхневилюйский, Горный, Мегино-Кангаласский, Ленский, Мирнинский, Намский, Нерюнгринский, Нюрбинский, Олекминский, Сунтарский, Таттинский, Томпонский, Усть-Алданский, Усть-Майский, Хангаласский и Чурапчинский муниципальные районы, городской округ «Город Якутск» (г. Якутск), городской округ «Жатай» (п. Жатай).

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в ОЭС Востока сформированы балансы электрической энергии и мощности.

При формировании балансов мощности отдельных энергорайонов ОЭС Востока учтено аварийное снижение мощности генерирующего оборудования, соответствующее среднестатистической аварийности, достигаемой за счет реализации запланированной реконструкции (модернизации) генерирующего оборудования в рамках принятых решений.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	959	1119	1278	1281	1281	1296
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[3)]	48	56	64	64	64	65
Потребность в мощности	1007	1175	1342	1345	1345	1361
Располагаемая мощность электростанций[1)]	975	975	975	975	975	975
Аварийность статистическая	218	218	218	218	218	218
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической[2)]	757	757	757	757	757	757
Пропускная способность КС «Хабаровск – Комсомольск» в нормальной схеме	780	780	780	780	780	780

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Пропускная способность КС «Хабаровск – Комсомольск» в единичной ремонтной схеме	450	450	450	450	450	450
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	530	362	195	192	192	176
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	200	32	-135	-138	-138	-154

Примечания

1 [1)] При определении располагаемой мощности учтена приостановка вывода из эксплуатации генерирующего оборудования Комсомольской ТЭЦ-2.

2 [2)] Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона.

3 [3)] С учетом отсутствия предусмотренных Генеральной схемой решений по развитию генерации в данном энергорайоне учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Хабаровск – Комсомольск», показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования в нормальной схеме существующей сети отсутствует, в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году составляет 154 МВт. Снижение дефицита мощности относительно ранее выявленного в рамках разработки СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы обусловлено тем, что в рамках актуализации в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 86 «Об утверждении Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, а также о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу совершенствования порядка вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации» (далее – Правила вывода из эксплуатации) заключения о выводе из эксплуатации генерирующего оборудования Комсомольской ТЭЦ-2 АО «СО ЕЭС» выявлено увеличение дефицита электрической энергии в ОЭС Востока. В настоящее время процедура оказания государственной услуги по согласованию вывода из эксплуатации генерирующего оборудования Комсомольской ТЭЦ-2 приостановлена и Минэнерго России направлено в адрес АО «ДГК» уведомление от 25.12.2024 № 05-10017 о необходимости предоставления документов, указанных в пункте 64 Правил вывода из эксплуатации.

Кроме того, величина дефицита мощности в единичной ремонтной схеме относительно дефицита мощности, определенного ранее в рамках разработки СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы, уточнена с учетом актуального прогноза потребления мощности на среднесрочный период до 2031 года, планов на технологическое присоединение новых потребителей.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита мощности:

– строительство ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская с реконструкцией ПС 500 кВ Комсомольская с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА для покрытия дефицита мощности в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области. Строительство данной ЛЭП 500 кВ также является мероприятием, необходимым для обеспечения возможности вывода из эксплуатации Комсомольской ТЭЦ-2.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности[2)]	4423	4599	4705	4728	4755	4778
Располагаемая мощность электростанций[1)]	3505	4097	4097	4097	4097	4097
Аварийность статистическая	1345	1125	1125	1125	505	505
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	2160	2972	2972	2972	3592	3592
Пропускная способность КС «Переход через Амур» в нормальной схеме	1265	1265	1265	1265	1265	1265
Пропускная способность КС «Переход через Амур» в единичной ремонтной схеме	680	680	680	680	680	680

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-998	-362	-468	-491	102	79
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-1583	-947	-1053	-1076	-483	-506
Отложенный спрос на мощность	51,6	0	0	0	0	0

Примечания

1 [1)] При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 [2)] В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Приморской АЭС, которая в будущем позволит обеспечить социально экономическое развитие региона. С учетом принятия решения по реализации строительства АЭС стратегический резерв мощности не учитывается.

Анализ баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования в нормальной схеме существующей сети в 2031 году отсутствует, в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году составляет 506 МВт. При этом величина дефицита мощности в единичной ремонтной схеме относительно дефицита мощности, определенного ранее в рамках разработки СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы, уточнена с учетом актуального прогноза потребления мощности на среднесрочный период до 2031 года, планов на технологическое присоединение новых потребителей.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– строительство Гарантированной генерации установленной мощностью в объеме не менее 506 МВт на территории приемной части энергосистем Хабаровского края и Приморского края, расположенной за КС «Переход через Амур», в том числе не менее 271 МВт – на территории приемной части энергосистемы Приморского края, расположенной за КС «ПримГРЭС – Юг».

Для покрытия дефицита электрической энергии, а также дефицитов мощности в локальном энергорайоне ОЭС Востока за КС «Переход через Амур» целесообразно рассмотрение продления срока эксплуатации генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ в максимально возможном объеме до строительства Гарантированной генерации и первого энергоблока Приморской АЭС (1000 МВт в 2033 году), предусмотренной решениями Генеральной схемы.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– переход на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «Переход через Амур» в нормальной схеме;

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

– перенос продолжения модернизации Владивостокской ТЭЦ-2 (ТГ № 3) на период после 2028 года;

– продление эксплуатации Артемовской ТЭЦ в максимально возможном объеме после 2027 года;

– продолжение эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства Восточной ТЭЦ и мини-ТЭЦ на о. Русский;

– перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей на период после реализации мероприятий по строительству новых объектов генерации.

Основные показатели баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Баланс мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности[2)]	3124	3281	3381	3396	3414	3431
Располагаемая мощность электростанций[1)]	1022	1500	1500	1500	1500	1500
Аварийность статистическая	150	120	120	120	120	120
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	872	1380	1380	1380	1380	1380
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в нормальной схеме	2010	2010	2070	2070	2070	2070
Пропускная способность КС «ПримГРЭС – Юг» в единичной ремонтной схеме	1720	1720	1780	1780	1780	1780
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-242	109	69	54	36	19
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-532	-181	-221	-236	-254	-271

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Отложенный спрос на мощность	51,6	0	0	0	0	0

Примечания

1 [1)] При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 [2)] В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Приморской АЭС, которая в будущем позволит обеспечить социально-экономическое развитие региона. С учетом принятия решения по реализации строительства АЭС стратегический резерв мощности не учитывается.

Анализ баланса мощности энергорайона ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования в нормальной схеме существующей сети в 2031 году отсутствует, в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году составляет 271 МВт.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

– строительство Гарантированной генерации установленной мощностью в объеме не менее 271 МВт на территории приемной части энергосистемы Приморского края, расположенной за КС «ПримГРЭС – Юг».

Для покрытия дефицита электрической энергии, а также дефицитов мощности в локальном энергорайоне ОЭС Востока за КС «ПримГРЭС – Юг» целесообразно рассмотрение продления срока эксплуатации генерирующего оборудования Артемовской ТЭЦ в максимально возможном объеме до строительства Гарантированной генерации в объеме 271 МВт и первого энергоблока Приморской АЭС (1000 МВт в 2033 году), предусмотренной решениями Генеральной схемы.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– переход на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «ПримГРЭС – Юг» в нормальной схеме;

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

– перенос продолжения модернизации Владивостокской ТЭЦ-2 (ТГ № 3) на период после 2028 года;

– продление эксплуатации Артемовской ТЭЦ в максимально возможном объеме после 2027 года;

– продолжение эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства Восточной ТЭЦ и мини-ТЭЦ на о. Русский;

– перенос сроков увеличения потребления энергопринимающими устройствами крупных потребителей на период после реализации мероприятий по строительству новых объектов генерации.

Основные показатели баланса мощности ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Баланс мощности ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	1138	1227	1257	1269	1270	1271
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[2)]	57	61	63	63	64	64
Потребность в мощности	1195	1288	1320	1332	1334	1335
Потребление мощности потребителей района размещения Новоленской ТЭС, запитанных от ПС 220 кВ Городская	0	0	75	75	76	76
Максимум потребления мощности с учетом ввода Новоленской ТЭС и переноса точки раздела сети	1138	1227	1182	1194	1194	1195
Потребность в мощности с учетом ввода Новоленской ТЭС и переноса точки раздела сети	1195	1288	1245	1257	1258	1259
Располагаемая мощность электростанций[1)]	369	302	255	255	255	255
Аварийность статистическая	83	25	25	25	25	25
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	286	277	230	230	230	230
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в нормальной схеме	310	310	310	310	310	310
Пропускная способность КС «Районная – Городская» в единичной ремонтной схеме	235	235	235	235	235	235
Пропускная способность КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18» в нормальной схеме	380	620	620	620	620	620
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-219	-81	-160	-172	-174	-175

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-294	-156	-235	-247	-249	-250
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической с учетом переноса точки раздела	-219	-81	-85	-97	-98	-99
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической и с учетом переноса точки раздела	-294	-156	-160	-172	-173	-174

Примечания

1 [1)] При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 [2)] В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Канкунской ГЭС, выдача мощности которой предполагается в данный энергорайон. Вместе с тем с учетом отсутствия принятого решения по реализации указанного проекта ГЭС учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования составит 175 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 250 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году. При этом с учетом строительства Новоленской ТЭС и переноса точки раздела электрической сети величина дефицита мощности в период 2028 – 2031 годов снизится и составит 99 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 174 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году.

Ввиду того, что дефицит мощности энергорайона ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18», не превышает дефицит мощности Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя», определенный в таблице 8, технические решения по ликвидации дефицита приведены ниже.

Основные показатели баланса мощности Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя», для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Баланс мощности Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя», для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	423	439	440	441	441	442
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[2)]	21	22	22	22	22	22
Потребность в мощности	444	461	462	463	463	464
Располагаемая мощность электростанций[1)]	312	222	222	222	222	222
Аварийность статистическая	83	25	25	25	25	25
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	229	197	197	197	197	197
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в нормальной схеме	130	130	130	130	130	130
Пропускная способность КС «Томмот – Майя» в единичной ремонтной схеме	65	65	65	65	65	65
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-85	-134	-135	-136	-136	-137
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-150	-199	-200	-201	-201	-202
Отложенный спрос на мощность	25,5	0	0	0	0	0

Примечания

1 [1)] При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 [2)] С учетом отсутствия предусмотренных Генеральной схемой решений по развитию генерации в данном энергорайоне учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя», показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования и стратегического резерва мощности в размере 5 % от максимального потребления энергорайона составит 137 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 202 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году. При этом величина дефицита мощности в единичной ремонтной схеме относительно дефицита мощности, определенного ранее в рамках разработки СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы, уточнена с учетом актуального прогноза потребления мощности на среднесрочный период до 2031 года, стратегического резерва мощности, планов на технологическое присоединение новых

потребителей, а также решений схемы выдачи мощности Новоленской ТЭС с рассмотрением дополнительных схемно-режимных мероприятий по переносу точки раздела электрической сети и переводом части потребителей на электроснабжение со стороны ОЭС Сибири.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита мощности:

– строительство Гарантированной генерации установленной мощностью не менее 202 МВт.

В качестве частичного альтернативного решения строительству новой Гарантированной генерации целесообразно рассмотреть вопрос продления срока эксплуатации генерирующего оборудования Якутской ГРЭС и Якутской ГРЭС Новая.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– переход на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «Томмот – Майя» в нормальной схеме;

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

– продолжение эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства Якутской ГРЭС Новая;

– продолжение эксплуатации генерирующего оборудования Якутской ГРЭС после 2027 года;

– принятие решения о проведении конкурентного отбора новых генерирующих объектов.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

Основные показатели баланса электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Баланс электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года, млн кВт·ч

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии	53200	60641	64099	64618	64871	65276
Экспорт электрической энергии	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Потребность в электрической энергии	57700	65141	68599	69118	69371	69776
Производство электрической энергии[1)]	49987	55671	62270	66441	66507	66542
ГЭС	16316	16316	16316	16316	16316	16316
ТЭС	33599	38310	43487	46842	46843	46845
ВЭС, СЭС	72	1045	2467	3283	3348	3381
Дефицит (-)/избыток (+)	-7713	-9470	-6329	-2677	-2864	-3234
Сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы (выдача (-)/прием (+))	-1076	-1256	-1268	-1268	-1274	-1274
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом сальдо перетоков электрической энергии в смежные энергосистемы	-8789	-10726	-7597	-3945	-4138	-4509

Примечание – [1)] С учетом реализации мероприятий по вводу мощности на Партизанской ГРЭС (280 МВт), Артемовской ТЭЦ-2 (Шкотовской ТЭЦ) (440 МВт), Владивостокской ТЭЦ-2 (37 МВт), Хабаровской ТЭЦ-4 (Южной ТЭЦ) (410 МВт), Нерюнгринской ГРЭС (450 МВт), Якутской ГРЭС-2 (2-я очередь) (Туймаада ТЭЦ) (160 МВт), Южно-Якутской ТЭС (313 МВт), Якутской ГРЭС Новая (50 МВт), Оленской ГПЭС (33 МВт), Свободненской ТЭС (450 МВт), ВЭС (519,7 МВт), СЭС (1440,1 МВт).

Баланс электрической энергии при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС к 2031 году с учетом строительства на территории ОЭС Востока СЭС и ВЭС суммарной установленной мощностью 1959,8 МВт по итогам дополнительного конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, проведенного в 2025 году в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 29.05.2025 № 1381-р, планов по переносу площадок размещения СЭС в ОЭС Востока, а также рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства складывается с дефицитом 4509 млн кВт·ч, что эквивалентно не менее 694 МВт максимальной установленной мощности Гарантированной генерации.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии:

строительство Гарантированной генерации суммарной установленной мощностью не менее 708 МВт, в том числе:

– в объеме не менее 506 МВт на территории приемной части энергосистем Хабаровского края и Приморского края, расположенной за КС «Переход через Амур», в том числе не менее 271 МВт – на территории приемной части энергосистемы Приморского края, расположенной за КС «ПримГРЭС – Юг»;

– в объеме не менее 202 МВт на территории Центрального энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия), ограниченного КС «Томмот – Майя».

В случае, если в качестве альтернативных строительству новой Гарантированной генерации будут приняты решения по продлению эксплуатации существующего генерирующего оборудования, в том числе оборудования иностранного производства (Артемовская ТЭЦ, Якутская ГРЭС, Якутская ГРЭС Новая), то величина выработки электрической энергии существующими объектами генерации будет меньше, чем у новых объектов генерации (менее 6500 часов в году), что приведет к необходимости ограничения экспорта электрической энергии до года ввода первого энергоблока Приморской АЭС (1000 МВт в 2033 году), предусмотренной решениями Генеральной схемы.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– ограничение экспорта электрической энергии;

– повышенная сработка ГЭС многолетнего регулирования;

– разработка ППН генерирующего оборудования для увеличения числа часов использования установленной мощности ТЭС;

– продолжение эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства Якутской ГРЭС Новая, Восточной ТЭЦ и мини-ТЭЦ на о. Русский.

3. ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов»

ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– Республика Калмыкия;

– Ростовская область;

– Краснодарский край;

– Ставропольский край;

– Республика Адыгея;

– Карачаево-Черкесская Республика;

– Кабардино-Балкарская Республика;

– Республика Северная Осетия – Алания;

– Республика Ингушетия;

– Чеченская Республика;

– Республика Дагестан;

– Республика Крым;

– город федерального значения Севастополь;

– Херсонская область;

– Запорожская область;

– Донецкая Народная Республика;

– Луганская Народная Республика.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Волгоград – Ростов», включающим в себя ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Георгиевская, ВЛ 500 кВ Фроловская – Шахты, ВЛ 220 кВ Андреановская – Вешенская-2, ВЛ 220 кВ Ростовская АЭС – Котельниково, ВЛ 220 кВ Волгодонск – ГОК.

Основные показатели баланса мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» для периода экстремально высоких температур приведены в таблице 10. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов».

Таблица 10 – Баланс мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	19567	19947	20174	20409	20624	20842
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[2)]	978	997	1009	1020	1031	1042

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребность в мощности	20545	20944	21183	21429	21655	21884
Располагаемая мощность электростанций	21123	21292	21582	21582	21652	21652
Аварийность статистическая	2100	2100	2100	2100	2100	2100
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической[1)]	19023	19192	19482	19482	19552	19552
Пропускная способность КС «Волгоград – Ростов» в нормальной схеме	1580	1580	1580	1580	1580	1580
Пропускная способность КС «Волгоград – Ростов» в единичной ремонтной схеме	820	820	820	820	820	820
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	58	-172	-121	-367	-523	-752
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-702	-932	-881	-1127	-1283	-1512
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	96	127	120	154	175	206
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности статистической и температурных ограничений	798	1059	1001	1280	1458	1718
Отложенный спрос на мощность	21,0	38,5	68,0	111,4	0,0	0,0

Примечания

1 [1)] Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона.

2 [2)] В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Южной АЭС, которая в будущем позволит исключить дефицит мощности в данном энергорайоне. Вместе с тем с учетом отсутствия принятого решения по ее реализации учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителями, реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания, а также с учетом планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе в период 2026 – 2031 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 172 – 752 МВт и 702 – 1512 МВт соответственно.

Ввиду того, что дефицит мощности ОЭС Юга за КС «Волгоград – Ростов» не превышает дефицит мощности ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань», определенный в таблице 11, технические решения по ликвидации дефицита приведены ниже.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в период экстремально высоких температур.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Юго-Западной части ОЭС Юга, включающей в себя энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, Республики Крым и г. Севастополя, Запорожской области, Херсонской области, выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «ОЭС – Кубань», включающим в себя ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк, ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная, ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань, ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк, ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки, ВЛ 220 кВ Брюховецкая – Каневская, КВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая, КВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат, КВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская.

Основные показатели баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» для периода экстремально высоких температур приведены в таблице 11. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань».

Таблица 11 – Баланс мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	5470	5609	5713	5836	5896	6001
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[2)]	274	280	286	292	295	300
Потребность в мощности	6594	6739	6849	6978	7041	7151
в том числе в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	5744	5889	5999	6128	6191	6301
переток мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополя	850	850	850	850	850	850
переток мощности в энергосистему Грузии	0	0	0	0	0	0
переток мощности в энергосистему Республики Абхазия	0	0	0	0	0	0

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Располагаемая мощность электростанций[1)]	2181	2181	2111	2111	2111	2111
Аварийность статистическая	499	499	499	499	499	499
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	1682	1682	1612	1612	1612	1612
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3420	3420	3420	3420	3420	3420
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в единичной ремонтной схеме	2864	2864	2864	2864	2864	2864
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-1492	-1637	-1817	-1946	-2009	-2119
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-2048	-2193	-2373	-2502	-2565	-2675
С учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк с 2029 года						
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3420	3420	3420	3590	3590	3590
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в единичной ремонтной схеме	2864	2864	2864	3158	3158	3158
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-1492	-1637	-1817	-1776	-1839	-1949
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-2048	-2193	-2373	-2208	-2271	-2381
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	279	299	324	301	310	325
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности статистической и температурных ограничений	2327	2492	2697	2509	2581	2706
Отложенный спрос на мощность	18,5	36,1	65,5	111,3	0,0	0,0

Примечания

1 [1)] При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 [2)] В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Усть-Лабинской и Балаклавской ГАЭС, которые в будущем позволят снизить дефицит мощности в данном энергорайоне. Вместе с тем с учетом отсутствия принятых решений по их реализации учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» без учета строительства ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителями, реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях Юго-Западной части ОЭС Юга в

связи с невозможностью обеспечения его обслуживания, а также с учетом планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе в период 2026 – 2031 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 1492 – 2119 МВт и 2048 – 2675 МВт соответственно.

Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк снизит дефицит мощности за КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме до 2381 МВт в 2031 году.

Прирост потребления мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» с величины 5767 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы до 6001 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений в связи с ранее учтенным стратегическим резервом в объеме 5 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 2175 МВт в соответствии с Протоколом № 8пр:

– строительство шести быстровозводимых ГТУ по 22,5 МВт каждая на Трудовой ГТЭС (в районе расположения Таврической ТЭС), в том числе четырех ГТУ в 2027 году и двух ГТУ в 2028 году (суммарно 135 МВт);

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 225 МВт на Таврической ТЭС в 2029 году;

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 235 МВт на Ударной ТЭС в 2029 году;

– строительство двух энергоблоков ПГУ установленной мощностью по 160 МВт каждый на Ударной ТЭС в 2030 году (суммарно 320 МВт);

– строительство двух энергоблоков ПГУ установленной мощностью 235 МВт каждый на Динской ТЭС (в Динском районе Краснодарского края) в 2030 году (суммарно 470 МВт);

– строительство одного энергоблока ПСУ установленной мощностью 150 МВт на Краснодарской ТЭЦ в 2028 году;

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 160 МВт на Джубгинской ТЭС в 2030 году;

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 480 МВт на Сочинской ТЭС в 2031 году (год ввода может быть уточнен решением Правительственной комиссии);

обеспечение возможности продолжения эксплуатации существующего генерирующего оборудования на Сочинской ТЭС, установленной мощностью 161 МВт.

Перечень дополнительных быстрореализуемых мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита в локальных энергорайонах:

– строительство систем накопления электрической энергии (далее – СНЭЭ) в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя установленной мощностью 100 МВт до 01.06.2026;

– строительство СНЭЭ в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края установленной мощностью 250 МВт до 01.06.2026.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в период экстремально высоких температур;

– включение в работу Азовского электрического кольца (транзит 330 кВ Джанкой – Мелитопольская – Молочанская – Южнодонбасская – Южная);

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации и ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Юго-Западной части ОЭС Юга в Сочинском энергорайоне энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Шепси – Дагомыс», включающим в себя КВЛ 220 кВ Центральная –

Дагомыс, КВЛ 220 кВ Шепси – Дагомыс, ВЛ 110 кВ Шепси – Аше, ВЛ 110 кВ Шепси – Магри тяговая.

Основные показатели баланса мощности Сочинского энергорайона за КС «Шепси – Дагомыс» для периода экстремально высоких температур приведены в таблице 12. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности Сочинского энергорайона за КС «Шепси – Дагомыс».

Таблица 12 – Баланс мощности Сочинского энергорайона ОЭС Юга за КС «Шепси – Дагомыс» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	950	954	999	1017	992	1004
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[2)]	48	48	50	51	50	50
Потребность в мощности	998	1002	1049	1068	1042	1054
в том числе в приемной части Сочинского энергорайона относительно КС «Шепси – Дагомыс»	998	1002	1049	1068	1042	1054
переток мощности в энергосистему Республики Абхазия	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность электростанций[1)]	376	376	317	317	317	317
Аварийность статистическая	79	79	79	79	79	79
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	297	297	238	238	238	238
Пропускная способность КС «Шепси – Дагомыс» в нормальной схеме	585	585	585	585	585	585
Пропускная способность КС «Шепси – Дагомыс» в единичной ремонтной схеме	242	242	242	242	242	242
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности	-116	-120	-226	-245	-219	-231
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	-459	-463	-569	-588	-562	-574
Оценка температурных ограничений генерирующего оборудования	63	63	78	80	77	78
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности статистической и температурных ограничений	521	526	647	668	638	652

Примечания

1 [1)] При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 [2)] С учетом отсутствия предусмотренных Генеральной схемой решений по развитию генерации в данном энергорайоне учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности Сочинского энергорайона энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «Шепси – Дагомыс» показывает, что в период 2026 – 2031 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 116 – 231 МВт и 459 – 574 МВт соответственно.

Прирост потребления мощности Сочинского энергорайона энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «Шепси – Дагомыс» с величины 990 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы до 1004 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений в связи с ранее учтенным стратегическим резервом в объеме 5 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 480 МВт в соответствии с Протоколом № 8пр в составе:

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 480 МВт на Сочинской ТЭС в 2031 году (год ввода может быть уточнен решением Правительственной комиссии);

обеспечение возможности продолжения эксплуатации существующего генерирующего оборудования на Сочинской ТЭС, установленной мощностью 161 МВт.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в период экстремально высоких температур;

– проработка собственниками вопроса повышения допустимых токовых нагрузок электросетевого оборудования, ограничивающего величину максимально допустимого перетока активной мощности в КС «Шепси – Дагомыс».

При оценке территорий размещения дополнительных генерирующих мощностей также проведен анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на период 2026 – 2031 годов для периода зимних максимальных нагрузок, учитывая, что собственный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя наблюдается в зимний период.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 13. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя.

Таблица 13 – Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	1904	1924	1937	1957	1969	1981
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[1)]	95	96	97	98	98	99
Потребность в мощности	2489	2510	2524	2545	2557	2570
в том числе энергосистема Республики Крым и г. Севастополя	1999	2020	2034	2055	2067	2080
переток мощности в энергосистемы Херсонской и Запорожской областей	490	490	490	490	490	490
Располагаемая мощность электростанций	1568	1568	1568	1568	1568	1568
Аварийность статистическая	39	39	39	39	39	39
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической	1529	1529	1529	1529	1529	1529
Пропускная способность КС «ОЭС Юга – Крым» в нормальной схеме	850	850	850	850	850	850
Пропускная способность КС «ОЭС Юга – Крым» в единичной ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	790	790	790	790	790	790
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	-110	-131	-145	-166	-178	-191
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт)) с учетом аварийности статистической	-421	-442	-456	-477	-490	-502

Примечание – [1)] В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Балаклавской ГАЭС, которая в будущем позволит снизить дефицит мощности в данном энергорайоне. Вместе с тем с учетом отсутствия принятого решения по ее реализации учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в период собственного максимума нагрузки энергосистемы показывает, что с учетом передачи мощности в энергосистемы Херсонской и Запорожской областей и использования мощности мобильных ГТЭС на уровне располагаемой мощности, в случае отключения одного из наиболее крупных энергоблоков энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя (энергоблока Балаклавской ТЭС мощностью 251,5 МВт) с 2026 года возникает превышение величины максимально допустимого перетока в КС «ОЭС Юга – Крым». Таким образом, в период 2026 – 2031 годов прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и единичной ремонтной схемах 110 – 191 МВт и 421 – 502 МВт соответственно.

Прирост потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя с величины 1967 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы до 1981 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений в связи с ранее учтенным стратегическим резервом в объеме 5 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 360 МВт в соответствии с Протоколом № 8пр в составе:

– строительство шести быстровозводимых ГТУ по 22,5 МВт каждая на Трудовой ГТЭС (в районе расположения Таврической ТЭС), в том числе четырех ГТУ в 2027 году и двух ГТУ в 2028 году (суммарно 135 МВт);

– строительство одного энергоблока ПГУ установленной мощностью 225 МВт на Таврической ТЭС в 2029 году.

Перечень дополнительных быстрореализуемых мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита в локальных энергорайонах:

– строительство СНЭЭ в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя установленной мощностью 100 МВт до 01.06.2026.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– рассмотрение возможности перехода на работу с вынужденными перетоками активной мощности в КС «ОЭС Юга – Крым» в нормальной схеме;

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в период ОЗП;

– включение в работу Азовского электрического кольца (транзит 330 кВ Джанкой – Мелитопольская – Молочанская – Южнодонбасская – Южная);

– перенос сроков технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей на период после реализации мероприятий по строительству объектов генерации, включенных в соответствующие технические условия для технологического присоединения.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

4. Энергорайон Каспий-2

Энергорайон Каспий-2 включает в себя часть территории Республики Дагестан.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в энергорайоне Каспий-2 выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Каспий-2», включающим в себя КВЛ 330 кВ Артем – Дербент, ВЛ 330 кВ Артем – Махачкала, ВЛ 110 кВ Артем – Компас, ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал, ВЛ 110 кВ Артем – Шамхал-Тяговая, ВЛ 110 кВ Артем – Буйнакск-1, ВЛ 110 кВ

Миатлинская ГЭС – Буйнакск-2 (ВЛ-110-163), ВЛ 110 кВ Миатлинская ГЭС – Чиркей ГПП (ВЛ-110-164), ВЛ 110 кВ Каскад Чирюртских ГЭС – Миатлы (ВЛ-110-111), а также ЛЭП, не входящим в КС «Каспий-2», ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз, ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама.

Формирование дефицита мощности в энергорайоне Каспий-2 обусловлено опережающим ростом фактического потребления энергорайона относительно прогноза потребления, приведенного в СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы. Ключевыми факторами являются рост потребления мелкомоторной нагрузки и увеличение коммерческих потерь электрической энергии. С учетом прогноза потребления до 2031 года и статистической аварийности генерирующего оборудования дефицит мощности в энергорайоне Каспий-2 будет нарастать. Основные показатели баланса мощности энергорайона Каспий-2 для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 14. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности энергорайона Каспий-2.

Таблица 14 – Баланс мощности энергорайона Каспий-2 для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	1389	1415	1434	1445	1458	1468
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[2)]	69	71	72	72	73	73
Потребность в мощности	1458	1486	1506	1517	1531	1541
Располагаемая мощность электростанций	540	540	540	540	540	540
Аварийность статистическая	200	200	200	200	200	200
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической[1)]	340	340	340	340	340	340
Переток мощности из Азербайджанской Республики (по договору об аварийной взаимопомощи)	300	300	300	300	300	300
Пропускная способность электропередачи Каспий-2 в нормальной схеме	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Пропускная способность электропередачи Каспий-2 в единичной ремонтной схеме	750	750	750	750	750	750
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	282	254	234	223	209	199

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической и без учета стратегического резерва мощности	1	-25	-44	-55	-68	-78
Потребность в установленной мощности Гарантированной генерации с учетом аварийности статистической и стратегического резерва мощности	68	96	116	127	141	151

Примечания

1 [1)] Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона.

2 [2)] С учетом отсутствия предусмотренных Генеральной схемой решений по развитию генерации в данном энергорайоне учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности энергорайона Каспий-2 показывает, что с учетом перетока мощности из Азербайджанской Республики и без учета статистической аварийности генерирующего оборудования дефицит мощности в рассматриваемом энергорайоне отсутствует.

При учете статистической аварийности генерирующего оборудования и без учета стратегического резерва мощности в энергорайоне Каспий-2 прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в период 2027 – 2031 годах 25 – 78 МВт соответственно, что потребует строительства Гарантированной генерации установленной мощностью не менее 151 МВт с учетом стратегического резерва мощности в размере 5 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в период ОЗП.

5. Энергосистема г. Москвы и Московской области

Энергосистема г. Москвы и Московской области включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– город Москва;

– Московская область.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей энергосистемы г. Москвы и Московской области выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 15. С учетом решений протокола совещания у Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 29.10.2024 № АН-П51-115пр при формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 15 % от максимального потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области.

Таблица 15 – Баланс мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления	22780	23190	23760	24170	24550	24940
Стратегический резерв мощности в размере 15 %[3)]	3417	3479	3564	3626	3683	3741
Потребность в мощности	26197	26669	27324	27796	28233	28681
Располагаемая мощность электростанций[1)]	15838	16772	16772	16772	16772	16772
Аварийность статистическая	500	500	500	500	500	500
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической[2)]	15338	16272	16272	16272	16272	16272
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон	8300	8300	8300	8300	8300	8300
Возможность по покрытию потребления с учетом доступной мощности электростанций и пропускной способности электрической сети	23638	24572	24572	24572	24572	24572
Дополнительная потребность в мощности для обеспечения стратегического резерва мощности в размере 15 % от максимального потребления мощности энергосистемы с учетом рисков непрогнозируемого роста потребления и учетом аварийности статистической	2559	2097	2752	3224	3661	4109

Примечания

1 [1)] При определении располагаемой мощности учтены риски не реализации ввода Загорской ГАЭС-2.

2 [2)] Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая

величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона.

3 [3)] Для обеспечения планов по социально-экономическому развитию Московской агломерации учитывается стратегический резерв мощности 15 %.

Анализ баланса мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2026 – 2031 годов потребность в мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области составит 4109 МВт в 2031 году.

Прирост потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с величины 24044 МВт в 2030 году в соответствии с СиПР ЭЭС России на 2025 – 2030 годы до 24940 МВт в 2031 году с учетом актуализации прогноза потребления не требует дополнительных технических решений в связи с ранее учтенным стратегическим резервом в объеме 15 % от максимального потребления энергорайона.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности:

строительство Гарантированной генерации в соответствии с Протоколом № 8пр и развитие сетевой инфраструктуры в соответствии с поручением Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новака от 27.11.2024 № АН-П51-40340, а также с учетом решений разрабатываемой в настоящее время проектной документации на основании Соглашения о сотрудничестве от 06.05.2024 № НШ-10/05согл между Министерством энергетики Российской Федерации, Правительством Москвы и Правительством Московской области о развитии и повышении надежности Московской энергетической системы:

– реконструкция ПС 500 кВ Михайловская с перезаводом ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская (мероприятие реализовано в 2025 году);

– строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино в 2028 году;

– строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие в 2028 году;

– строительство ПС 500 кВ Левша с автотрансформаторами 500/220 кВ в 2029 году;

– строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ Левша в 2029 году;

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ленинская, ВЛ 220 кВ Тула – Ленинская, ВЛ 220 кВ Тула – Приокская на ПС 500 кВ Левша в 2029 году;

– строительство ПС 750 кВ Новое Кедрово с автотрансформаторами 750/500 кВ и 500/220 кВ в 2030 году;

– строительство ВЛ 750 кВ Грибово – Новое Кедрово в 2030 году;

– строительство ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новое Кедрово в 2030 году;

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Встреча, КВЛ 220 кВ Кедрово – Котово, ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 750 кВ Новое Кедрово в 2030 году;

– реконструкция ПС 220 кВ Бугры с переводом на напряжение 500 кВ со строительством РУ 500 кВ с автотрансформаторами 500/220 кВ в 2030 году;

– строительство ВЛ 500 кВ Новое Кедрово – Бугры в 2030 году;

– строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Бугры – Лесная в 2030 году;

– строительство ПП 500 кВ Панино в 2030 году;

– строительство заходов ВЛ 500 кВ Новокаширская – Пахра на ПП 500 кВ Панино в 2030 году;

– строительство ВЛ 500 кВ Бугры – Панино в 2030 году;

– строительство энергоблока на ТЭЦ-25 установленной мощностью 275 МВт в 2027 году (год ввода может быть уточнен решением Правительственной комиссии);

– строительство энергоблока на ТЭЦ-26 установленной мощностью 275 МВт в 2028 году;

– строительство энергоблока на Каширской ГРЭС установленной мощностью 480 МВт в 2030 году.

Дополнительно для обеспечения покрытия потребления мощности на период до 2036 года предусматривается строительство двухполюсной ППТ «Нововоронежская АЭС – Москва», включая два преобразовательных комплекса (в

районе Нововоронежской АЭС и южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области) в 2032 году.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

6. Анадырский энергорайон электроэнергетической системы Чукотского автономного округа

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Анадырском энергорайоне электроэнергетической системы Чукотского автономного округа выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности Анадырского энергорайона приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Баланс мощности Анадырского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности[1)]	26	26	26	26	26	26
Располагаемая мощность электростанций	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3	68,3
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-7,8	-7,8	-7,8	-7,8	7,8	-7,8

Примечание – [1)] С учетом того, что при определении дефицита мощности учитывается останов двух единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью, стратегический резерв мощности не учитывается.

Анализ баланса мощности Анадырского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа показывает, что с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 7,8 МВт.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической мощности.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования в случае отсутствия решений по развитию базовой генерации потребуется дополнительное строительство резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 7,8 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП.

7. Чаун-Билибинский энергорайон электроэнергетической системы Чукотского автономного округа

Чаун-Билибинский энергорайон электроэнергетической системы Чукотского автономного округа включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– территория Чукотского автономного округа, включающая Билибинский муниципальный район и городской округ Певек (г. Певек).

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Чаун-Билибинском энергорайоне электроэнергетической системы Чукотского автономного округа выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности Чаун-Билибинского энергорайона приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Баланс мощности Чаун-Билибинского энергорайона электроэнергетической системы Чукотского автономного округа, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности[1) 3)]	86	95	101	106	106	106
Потребление мощности, обеспеченное собственной генерацией[2)]	27,2	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Располагаемая мощность электростанций	116	116	116	116	116	116
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-4	-13	-19	-24	-24	-24
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-38	-47	-53	-58	-58	-58
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью с учетом отключения потребителей, обеспеченных собственной генерацией	23,2	16	10	5	5	5
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью с учетом отключения потребителей, обеспеченных собственной генерацией	-10,8	-18	-24	-29	-29	-29

Примечания

1 [1)] С учетом потребителей в соответствии с действующими документами о технологическом присоединении.

2 [2)] По имеющейся у АО «СО ЕЭС» информации.

3 [3)] С учетом того, что при определении дефицита мощности учитывается останов двух единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью, стратегический резерв мощности не учитывается.

Анализ баланса мощности Чаун-Билибинского энергорайона показывает, что при увеличении потребления электрической мощности потребителями в период 2026 – 2031 годов, а также с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 38 – 58 МВт. При учете отключения потребителей, обеспеченных собственной генерацией, с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 10,8 – 29 МВт.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы Чаун-Билибинского энергорайона, наиболее целесообразным является строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 24 МВт.

В составе мероприятий, направленных на снижение (исключение) дефицита активной мощности, может быть рассмотрено строительство Арктической ТЭС с двумя энергоблоками установленной мощностью 25 МВт каждый.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования в случае недостаточности решений по развитию базовой генерации потребуется дополнительное строительство резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 8 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП.

8. Центральный энергорайон электроэнергетической системы Сахалинской области

Центральный энергорайон электроэнергетической системы Сахалинской области включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– территория Сахалинской области, включающая городской округ «Город Южно-Сахалинск», городской округ «Александровск-Сахалинский район», Анивский, Долинский, Корсаковский, Макаровский, Невельский, Ногликский, Поронайский, Смирныховский; Томаринский, Тымовский, Углегорский, Холмский городские округа.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в центральном энергорайоне электроэнергетической системы Сахалинской области выполнен анализ режимно-балансовой ситуации для двух сценариев:

– сценарий 1 – с учетом генерирующего оборудования иностранного производства;

– сценарий 2 – с учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства.

Основные показатели баланса мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для двух сценариев для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблицах 18, 19.

Таблица 18 – Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для периода зимних максимальных нагрузок для сценария 1, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности[1)]	587	600	601	601	602	602
Располагаемая мощность электростанций	616,4	616,4	616,4	616,4	616,4	616,4
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-80,6	-93,6	-94,6	-94,6	-95,6	-95,6
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-140,6	-153,6	-154,6	-154,6	-155,6	-155,6
Отложенный спрос на мощность	17,8	29,8	29,8	29,8	29,8	0,0

Примечание – [1)] С учетом того, что при определении дефицита мощности учитывается останов двух единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью, стратегический резерв мощности не учитывается.

Таблица 19 – Баланс мощности электроэнергетической системы Сахалинской области для периода зимних максимальных нагрузок для сценария 2, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности[2)]	587	600	601	601	602	602
Располагаемая мощность электростанций [1)]	431,7	431,7	431,7	431,7	431,7	431,7
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-265,3	-278,3	-279,3	-279,3	-280,3	-280,3
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-325,3	-338,3	-339,3	-339,3	-340,3	-340,3
Отложенный спрос на мощность	17,8	29,8	29,8	29,8	29,8	0,0

Примечания

1 [1)] При определении располагаемой мощности учтен останов работы генерирующего оборудования иностранного производства.

2 [2)] С учетом того, что при определении дефицита мощности учитывается останов двух единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью, стратегический резерв мощности не учитывается.

Анализ баланса мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Сахалинской области показывает, что при увеличении потребления

электрической мощности потребителями в период 2026 – 2031 годов, а также с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 140 – 156 МВт. С учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства дефицит мощности увеличится до 325 – 340 МВт.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической мощности.

Строительство Гарантированной генерации установленной мощностью 50 МВт (две ГТУ ЭГЭС-25 ПА единичной установленной мощностью 25 МВт) на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 в соответствии с Протоколом совещания у Министра энергетики Российской Федерации С.Е. Цивилева от 07.10.2025 № СЦ-231пр.

Исходя из анализа перспективных режимов работы центрального энергорайона электроэнергетической системы Сахалинской области, дополнительно к строительству Гарантированной генерации установленной мощностью 50 МВт на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, целесообразно строительство Гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 46 МВт. С учетом реализации рисков останова генерирующего оборудования иностранного производства на электростанциях электроэнергетической системы Сахалинской области в связи с невозможностью обеспечения его обслуживания и планов развития транспортной инфраструктуры в рассматриваемом регионе объем необходимой дополнительной Гарантированной генерации увеличится до 230 МВт.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования в случае недостаточности решений по развитию базовой генерации потребуется дополнительное строительство резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 60 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

В составе мероприятий, направленных на снижение (исключение) дефицита активной мощности, могут быть рассмотрены следующие мероприятия:

– строительство второй очереди Сахалинской ГРЭС;

– расширение Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 с вводом в работу ГТУ ЭГЭС-25 ПА единичной установленной мощностью 25 МВт.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП;

– продолжение эксплуатации генерирующего оборудования иностранного производства Южно-Сахалинской ТЭЦ-1.

9. Центральный энергорайон электроэнергетической системы Камчатского края

Центральный энергорайон электроэнергетической системы Камчатского края включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– территория Камчатского края, включающая Елизовский, Усть-Большерецкий муниципальные районы, Мильковский муниципальный округ, Петропавловск-Камчатский и Вилючинский городские округа.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в центральном энергорайоне электроэнергетической системы Камчатского края выполнен анализ режимно-балансовой ситуации.

Основные показатели баланса мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Камчатского края для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Баланс мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Камчатского края для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности[1)]	346	348	349	350	351	352
Располагаемая мощность электростанций	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0	463,0
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 1-й единицы генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	37	35	34	33	32	31

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Дефицит (-)/избыток (+) с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью	-43	-45	-46	-47	-48	-49

Примечание – [1)] С учетом того, что при определении дефицита мощности учитывается останов двух единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью, стратегический резерв мощности не учитывается.

Анализ баланса мощности центрального энергорайона электроэнергетической системы Камчатского края показывает, что с учетом останова 2-х единиц генерирующего оборудования с наибольшей располагаемой мощностью прогнозируется непокрываемый дефицит мощности 43 – 49 МВт.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической мощности.

Для обеспечения резервирования при останове 2-й единицы генерирующего оборудования в случае недостаточности решений по развитию базовой генерации потребуется дополнительное строительство резервных генерирующих мощностей (ДЭС, ГПА и другие) не менее 49 МВт. Запас топлива для таких мощностей должен обеспечивать их работу полной установленной мощностью в течение не менее чем 700 часов.

В связи с наблюдающейся в энергосистеме Камчатского края тенденцией по снижению объема локальной добычи природного газа и увеличению объемов привозного топлива, в составе мероприятий, направленных на снижение (исключение) дефицита активной мощности, целесообразно рассмотреть следующие мероприятия по реализации проектов по строительству геотермальных и гидравлических электрических станций в том числе для покрытия потребления электрической энергии:

– строительство бинарного энергоблока на Мутновской ГеоЭС-1 установленной мощностью 16,5 МВт;

– строительство Мутновской ГеоЭС-2 с бинарным энергоблоком установленной мощностью 66,5 МВт;

– строительство ГЭС-4 каскада Толмачевских ГЭС установленной мощностью 12 МВт.

Строительство геотермальных и гидравлических электростанций позволит диверсифицировать топливный баланс энергосистемы Камчатского края и повысить энергобезопасность региона.

Перечень краткосрочных мероприятий:

– разработка ППН генерирующего оборудования для снижения аварийности генерирующего оборудования в ОЗП.

ПЕРЕЧЕНЬ И ОПИСАНИЕ
территорий перспективного дефицита электрической энергии/мощности в случае не реализации мероприятий, предусмотренных Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики

1. Энергорайон Северо-Байкальского энергетического кольца

Энергорайон Северо-Байкальского энергетического кольца (далее – СБЭК) включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации и отдельных их территорий:

– территория Иркутской области, включающая Бодайбинский, Казачинско-Ленский, Мамско-Чуйский, Усть-Кутский муниципальные районы, Киренский муниципальный округ;

– территория Республики Бурятия, включающая Северо-Байкальский муниципальный район, Муйский муниципальный округ и г. Северобайкальск;

– территория Забайкальского края, включающая Каларский муниципальный округ.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в энергорайоне СБЭК выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Выдача ПС 500 кВ Усть-Кут», включающим в себя ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1, ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2, ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим I цепь, ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Якурим II цепь, ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Звездная с отпайкой на ПС Чудничный, ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1, ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2.

На текущий момент энергорайон СБЭК является дефицитным по мощности. В энергорайоне отсутствуют крупные генерирующие объекты, а покрытие потребления мощности осуществляется за счет перетока мощности по электрическим сетям. В целях ликвидации дефицита мощности энергорайона СБЭК распоряжением Правительства РФ от 08.04.2023 № 867-р предусмотрено строительство Новоленской ТЭС установленной мощностью 550 МВт. С учетом окончательного определения типоразмеров энергоблоков Новоленской ТЭС и отсутствия статистической информации об аварийности оборудования для новой электростанции при оценке

перспективных балансов мощности в качестве статистической аварийности дополнительно учтена возможная аварийность генерирующего оборудования Новоленской ТЭС в объеме одного энергоблока. Основные показатели баланса мощности энергорайона СБЭК для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 21. При формировании потребности в дополнительной мощности учитывается стратегический резерв мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности энергорайона СБЭК.

Таблица 21 – Баланс мощности энергорайона СБЭК для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности	747	919	1333	1496	1497	1498
Стратегический резерв мощности в размере 5 %[4)]	37	46	67	75	75	75
Потребность в мощности	784	965	1400	1571	1572	1573
Располагаемая мощность электростанций	22	22	544	544	544	544
Аварийность статистическая	0	0	176	176	176	176
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций с учетом аварийности статистической[1)]	22	22	368	368	368	368
Переток в ОЭС Востока	38	38	113	113	114	114
Пропускная способность КС «Выдача ПС 500 кВ Усть-Кут» в нормальной схеме[2)]	930	930	1285	1285	1285	1285
Пропускная способность КС «Выдача ПС 500 кВ Усть-Кут» в единичной ремонтной схеме[2)]	810	810	1140	1140	1140	1140
Дефицит (-)/избыток (+) в нормальной схеме с учетом аварийности статистической	130	-51	140	-30	-32	-33 / 417[3)]
Дефицит (-)/избыток (+) в единичной ремонтной схеме с учетом аварийности статистической	10	-171	-5	-175	-177	-178 / 272[3)]
Отложенный спрос на мощность	88	259	0	0	0	0

Примечания

1 [1)] Под доступной для покрытия максимума потребления мощности электростанций понимается располагаемая мощность электростанций рассматриваемого энергорайона, уменьшенная на величину учитываемой аварийности генерирующего оборудования, которая в расчетах принималась как наибольшая величина аварийно остановленного генерирующего оборудования в период прохождения соответствующего максимума нагрузки (зимнего или летнего) электроэнергетической системы или ее отдельного энергорайона, с учетом планов собственников указанного генерирующего оборудования по его реконструкции или модернизации. При этом максимальная величина аварийности снижалась в рассматриваемых энергорайонах при условии завершения плановой модернизации или замены генерирующего оборудования, которое находилось в аварином ремонте в период прохождения максимума нагрузок в ретроспективном периоде.

2 [2)] При определении пропускной способности учтены мероприятия, предусмотренные для обеспечения технологического присоединения перспективных потребителей в энергорайоне СБЭК.

3 [3)] В знаменателе приведена величина с учетом ввода Тельмамской ГЭС, предусмотренной в соответствии с решениями Генеральной схемы.

4 [4)] В соответствии с решениями Генеральной схемы предусмотрено строительство Тельмамской ГЭС, выдача мощности которой предполагается в энергорайон СБЭК. Вместе с тем с учетом отсутствия принятого решения по ее реализации учитывается стратегический резерв мощности 5 %.

Анализ баланса мощности энергорайона СБЭК показывает, что непокрываемый дефицит мощности с учетом статистической аварийности генерирующего оборудования и стратегического резерва мощности в размере 5 % от максимального потребления энергорайона составит 33 МВт в нормальной схеме существующей сети в 2031 году, 178 МВт – в единичной ремонтной схеме существующей сети в 2031 году. Дефицит мощности энергорайона СБЭК в период 2028 – 2031 годов обусловлен учетом перспективных потребителей, планирующих осуществление технологического присоединения, и статистической аварийности генерирующего оборудования в объеме одного энергоблока Новоленской ТЭС (176 МВт).

Дефицит мощности в энергорайоне СБЭК в 2026 – 2027 годах в объеме до 259 МВт обусловлен отложенным спросом на мощность, который будет обеспечен после 2027 года по результатам завершения строительства Новоленской ТЭС.

При этом при формировании технических решений по обеспечению схемы выдачи мощности Новоленской ТЭС выбраны оптимальные решения, которые позволяют в том числе как минимизировать стоимость технологического присоединения Новоленской ТЭС в условиях особенностей ее месторасположения в непосредственной близости с источником топливоснабжения, так и снизить дефицит мощности в энергорайоне ОЭС Востока, ограниченного КС «Районная – Городская» и КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18». С учетом схемы выдачи мощности Новоленской ТЭС в случае сочетания таких факторов как максимальное потребление мощности энергорайона СБЭК, единичная ремонтная схема существующей сети и аварийное отключение одного энергоблока Новоленской ТЭС, имеется возможность применения схемно-режимных мероприятий, позволяющих снизить дефицит мощности энергорайона СБЭК за счет перевода части потребителей в сложившейся схемно-режимной ситуации на электроснабжение от ОЭС Востока.

Перечень мероприятий, необходимых для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Исходя из анализа перспективных режимов работы энергорайона СБЭК и необходимости обеспечения нормативного уровня балансовой надежности для покрытия прогнозируемого дефицита мощности в энергорайоне СБЭК, наличие которого определяется учетом аварийности генерирующего оборудования и стратегического резерва мощности в размере 5 % от максимального потребления мощности энергорайона, целесообразна реализация долгосрочных мероприятий по развитию генерирующих мощностей в соответствии с решениями Генеральной схемы – строительство Тельмамской ГЭС.

2. ОЭС Сибири

ОЭС Сибири включает в себя территорию следующих субъектов Российской Федерации:

– Алтайский край;

– Забайкальский край;

– Иркутская область;

– Кемеровская область – Кузбасс;

– Красноярский край;

– Новосибирская область;

– Омская область;

– Республика Алтай;

– Республика Бурятия;

– Республика Тыва;

– Республика Хакасия;

– Томская область.

Кроме того, частично от ОЭС Сибири осуществляется электроснабжение части потребителей на территории Республики Саха (Якутия).

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в ОЭС Сибири сформированы перспективные балансы электрической энергии.

Основные показатели баланса электрической энергии ОЭС Сибири для условий средневодного и маловодного года представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Баланс электрической энергии ОЭС Сибири, млн кВт·ч

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии с запретом майнинга[1)]	247532	262370	273610	279880	286376	291954
Экспорт электрической энергии	1310	1410	1410	1410	1410	1410
Покрытие нагрузки ОЭС Востока (Республика Саха (Якутия))	300	300	578	862	863	864
Потребность в электрической энергии	249142	264080	275598	282152	288649	294228
Потребление электроэнергии центрами обработки данных в ОЭС Сибири (без учета территории энергорайона ЮВЧ ОЭС Сибири)	8276	9546	10675	11507	11769	11776
в том числе существующие потребители	7413	7413	7413	7413	7413	7413
перспективные потребители	863	2133	3262	4094	4356	4363
Производство электрической энергии (без учета Тельмамской ГЭС)	254118	254522	255868	262933	271994	271994
АЭС	0	0	1054	2102	2102	2102
ГЭС	109968	109968	109968	109968	109968	109968
ТЭС	142749	142934	143109	143109	143109	143109
СЭС	1401	1619	1737	1802	1802	1802
ВЭС	0	0	0	4	46	46
Новая генерация в юго-восточной части ОЭС Сибири[2)]	0	0	0	5948	8483	8483
Новая генерация в Республике Бурятия и Забайкальском крае[3)]	0	0	0	0	6484	6484
Производство электрической энергии Тельмамской ГЭС	0	0	0	0	0	1580
Получение электрической энергии из смежных ОЭС	12843	13186	15022	16720	16726	16823
в том числе из ОЭС Урала (электроснабжение Ванкорского энергорайона Красноярского края и частей Томской и Омской областей)	1292	1454	1580	1580	1580	1677
из западной части ЕЭС России по ВЛ 500 кВ Восход – Витязь	1665	1665	1665	1665	1665	1665
из западной части ЕЭС России через территорию Республики Казахстан	8510	8510	8510	8510	8510	8510
из ОЭС Востока (электроснабжение части потребителей ОЭС Сибири)	1377	1557	1569	1569	1575	1575
от Новоленской ТЭС	0	0	1698	3396	3396	3396
Снижение выработки ГЭС в маловодный год	9805	9805	9805	9805	9805	9805

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
С учетом потребления центров обработки данных						
Дефицит (-)/избыток (+) в условиях средневодного года	17819	3628	-4708	-2499	71	-5411 / -3831[4)]
Дефицит (-)/избыток (+) в условиях маловодного года	8014	-6177	-14513	-12304	-9734	-15216 / -13636
Без учета перспективного потребления центров обработки данных						
Дефицит (-)/избыток (+) в условиях средневодного года	18682	5761	-1446	1595	4427	-1048 / 532
Дефицит (-)/избыток (+) в условиях маловодного года	8877	-4044	-11251	-8210	-5378	-10853 / -9273
Без учета существующего и перспективного потребления центров обработки данных						
Дефицит (-)/избыток (+) в условиях средневодного года	26095	13174	5967	9008	11840	6365 / 7945
Дефицит (-)/избыток (+) в условиях маловодного года	16290	3369	-3838	-797	2035	-3440 / -1860

Примечания

1 [1)] В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1869 «Об установлении запрета на осуществление майнинга цифровой валюты (в том числе участие в майнинг-пуле) в отдельных субъектах Российской Федерации и на отдельных территориях субъектов Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 07.04.2025 № 439 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

2 [2)] С учетом мощности отобранных генерирующих объектов по итогам проведенных конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, в том числе Иркутская ТЭЦ-11 (690 МВт), Улан-Удэнская ТЭЦ-2 (155 МВт), Харанорская ГРЭС (460 МВт).

3 [3)] Строительство объектов Гарантированной генерации установленной мощностью 1050 МВт в соответствии с Протоколом № 8пр.

4 [4)] В знаменателе приведена величина с учетом ввода Тельмамской ГЭС.

Баланс электрической энергии ОЭС Сибири при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС в 2031 году складывается с дефицитом:

– с учетом потребления центров обработки данных при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС и при величине выработки электрической энергии ГЭС в условиях маловодного года составит 5411 млн кВт·ч и 15216 млн кВт·ч соответственно;

– без учета перспективного потребления центров обработки данных при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС и при величине выработки электрической энергии ГЭС в условиях маловодного года составит 1048 млн кВт·ч и 10853 млн кВт·ч соответственно;

– без учета существующего и перспективного потребления центров обработки данных при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС дефицит отсутствует, при величине выработки электрической энергии ГЭС в условиях маловодного года составит 3440 млн кВт·ч.

В случае реализации строительства Тельмамской ГЭС вышеуказанные величины дефицитов электрический энергии к 2031 году снизятся на 1580 млн кВт·ч.

Перечень мероприятий, предусмотренных для исключения возникновения непокрываемого дефицита электрической энергии и мощности.

Покрытие дефицита в перспективный период предполагается за счет планов по развитию генерирующих объектов (АЭС, ГЭС) после 2031 года, предусмотренных решениями Генеральной схемы. До реализации упомянутых планов в период 2027 – 2031 годов целесообразна реализация мероприятий по ограничению перспективного, а также по мере необходимости существующего потребления центров обработки данных (суммарная величина существующего и перспективного потребления центров обработки данных к 2031 году оценивается в 11776 млн кВт·ч).

При среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС с учетом ограничения потребления существующих и перспективных центров обработки данных дефицит электрической энергии отсутствует на всем рассматриваемом среднесрочном периоде.

Для исключения дефицита электрической энергии при величине выработки электрической энергии ГЭС в условиях маловодного года в период 2027 – 2031 годов потребуется полное ограничение потребления существующих и перспективных центров обработки данных, а также временная повышенная сработка водохранилищ ГЭС многолетнего регулирования.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 4□

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2026–2031 годы

ПЕРЕЧЕНЬ
мероприятий по развитию электрических сетей, включающий реализуемые и перспективные мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в ЕЭС России и 35 кВ и выше в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
1-я синхронная зона ЕЭС России, Калининградская синхронная зона																	
ОЭС Северо-Запада																	
25.11.1.1	Архангельской области и Ненецкого автономного округа	Архангельская область	Реконструкция ПС 110 кВ №1 с заменой трансформаторов 3Т 110/10 кВ и 4Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.11.1.1	Архангельской области и Ненецкого автономного округа	Архангельская область	Строительство КЛ 110 кВ Северодвинская ТЭЦ-2 – Северодвинская ТЭЦ-1 №3 ориентировочной протяженностью 4,64 км	ЛЭП	ПАО «ТГК-2»	110	км	–	–	4,64	–	–	–	–	4,64	–	Обеспечение вывода из эксплуатации генерирующего оборудования Северодвинской ТЭЦ-1
23.40.1.3	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Строительство ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.40.1.4	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Дубровская ТЭЦ – Металлострой с отпайками на ПС 110 кВ Заречье (ПС 33А) ориентировочной протяженностью 0,3 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×0,3	–	–	–	–	–	–	0,6	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.40.1.2	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Реконструкция ПС 110 кВ Зеленогорская (ПС 41) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2028[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.40.1.2	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Строительство ПС 110 кВ Горская (Курортная) с тремя трансформаторами 110/20 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	–	–	–	–	–	3×63	189	–[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.40.1.3	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Строительство двух КЛ 110 кВ Северная – Горская (Курортная) ориентировочной протяженностью 8,9 км каждая	ЛЭП	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	–	–	–	–	–	–	2×8,9	17,8	–[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.40.1.4	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Реконструкция ПС 110 кВ Павловск (ПС 521) с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2031[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.40.1.5	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Реконструкция ПС 110 кВ Пискаревка (ПС 155) с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.40.1.6	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновская (ПС 29) с демонтажом ММПС и заменой трансформатора Т-4 110/10 кВ мощностью 40 МВА, трансформаторов Т-1 и Т-3 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый и трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	–	–	1×25	–	–	–	25	2028	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
				ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
				ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	–	–	–	1×40	–	–	40	2029	Реновация основных фондов
26.41.1.7	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 220 кВ Пикалевская с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/6 кВ мощностью 60 МВА на автотрансформатор 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	63	2026	Реновация основных фондов
23.41.1.7	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гостилицы (ПС 344) с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.41.1.5	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновская (ПС 547) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций (с учётом демонтажа ММПС). 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.41.1.6	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гарболовская (ПС 43) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.41.1.7	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Шум (ПС 377) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.41.1.3	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Батово (ПС 142) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.41.1.4	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Большевик (ПС 395) с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.41.1.5	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Волхов (ПС 393) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.41.1.8	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Вырица (ПС 322) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.41.1.9	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Запорожская (ПС 304) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.41.1.6	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ КС-2 (ПС 345) с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.41.1.7	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Лепсари (ПС 325) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.41.1.8	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Войсковицы (ПС 366) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.41.1.10	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Первомайская (ПС 375) с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.41.1.11	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Приозерская (ПС 166) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.41.1.12	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Промзона-1 (ПС 224) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.41.1.13	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рябово (ПС 484) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.41.1.14	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Синявино (ПС 193) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.41.1.15	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Федоровская (ПС 211) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
24.40:41.1.8	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Петродворец на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,517 км и 3,291 км	ЛЭП	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,517 3,291	–	–	–	–	–	–	6,808	2026	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.40:41.1.9	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Большевик на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 3,458 км и 3,332 км	ЛЭП	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	3,458 3,332	–	–	–	–	–	–	6,79	2026	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.40:41.1.10	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ломоносовская – Русско-Высоцкая на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,533 км и 0,548 км	ЛЭП	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,533 0,548	–	–	–	–	–	–	1,081	2025	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.40:41.1.11	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	г. Санкт-Петербург, Ленинградская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Мартышкино – Встреча на ПС 330 кВ Менделеевская ориентировочной протяженностью 0,584 км и 0,459 км	ЛЭП	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	0,584 0,459	–	–	–	–	–	–	1,043	2025	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.41.1.12	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство ПС 110 кВ Агалатово с двумя трансформаторами 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Ленинградская область	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Сертолово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Северная-4) и ВЛ 110 кВ Зеленогорск – Лупполово с отпайкой на ПС Дюны (ВЛ 110 кВ Рощинская-3) до ПС 110 кВ Агалатово ориентировочной протяженностью 3,65 км каждая	ЛЭП	ПАО «Россети Ленэнерго»	110	км	2×3,65	–	–	–	–	–	–	7,3	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.27.1.12	Калининградской области	Калининградская область	Реконструкция ПС 110 кВ О-24 Гурьевск с заменой трансформаторов Т-1 110/15 кВ и Т-2 110/15 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/15 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.27.1.16	Калининградской области	Калининградская область	Реконструкция ПС 110 кВ О-48 Молокозаводская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Янтарь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.27.1.17	Калининградской области	Калининградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Промышленная с заменой трансформатора Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	АО «Региональная энергетическая компания»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2026	Реновация основных фондов
23.47.1.18	Мурманской области	Мурманская область	Подключение ВЛ 330 кВ Выходной – Мончегорск (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ	ЛЭП	ПАО «Россети»	330	км	4,2	–	–	–	–	–	–	4,2	2028[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.49.1.17	Новгородской области	Новгородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Новоселицы с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.49.1.18	Новгородской области	Новгородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ракомо с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.58.1.9	Псковской области	Псковская область	Реконструкция ПС 110 кВ Полна (ПС 146) с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×4	–	–	–	–	–	–	8	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.86.1.14	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 330 кВ Петрозаводск с заменой автотрансформаторов АТ-1 330/220/35 кВ и АТ-2 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый на два автотрансформатора 330/220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	2×250	–	–	–	–	500	2027[3]	Реновация основных фондов
23.86.1.21	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	ПС	ПАО «Россети»	220	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.86.1.10	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Прибрежная (ПС 70) с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2027[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.86.1.11	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Лахденпохья (ПС 34) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.86.1.19	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Кирьявалахти (ПС 94) с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.86.1.20	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Олонец (ПС 41) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.86.1.21	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Заозерье (ПС 23) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.86.1.22	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Деревянка (ПС 5) с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.86.1.12	Республики Карелия	Республика Карелия	Строительство ПС 110 кВ Гранит с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2025[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.86.1.13	Республики Карелия	Республика Карелия	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Петрозаводская ТЭЦ – Пряжа (Л-173) на ПС 110 кВ Гранит, ориентировочной протяженностью 0,9 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	км	2×0,9	–	–	–	–	–	–	1,8	2025[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.86.1.23	Республики Карелия	Республика Карелия	Реконструкция ПС 110 кВ Шуя (ПС 21) с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.87.1.26	Республики Коми	Республика Коми	Реконструкция ПС 220 кВ Усинская с заменой трансформаторов Т-1 220/35/6 кВ и Т-2 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	–	Реновация основных фондов
26.87.1.24	Республики Коми	Республика Коми	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Кулом с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
ОЭС Центра																	
23.14.1.28	Белгородской области	Белгородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Короча с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ, Т-2 110/35/10 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 32 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	–	2×32	–	–	–	–	–	64	–	Реновация основных фондов
25.14.2.15	Белгородской области	Белгородская область	Создание на ПС 330 кВ Белгород устройства АПНУ	РЗА	ПАО «Россети»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.15.1.20	Брянской области	Брянская область	Реконструкция ПС 220 кВ Найтоповичи с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	2027[3]	Реновация основных фондов
25.17.1.16	Владимирской области	Владимирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Арсаки с перемещением резервного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА с ПС 110 кВ Меленки на ПС 110 кВ Арсаки взамен Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА и с перемещением трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА с ПС 110 кВ Борисовская взамен Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	2026	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
				ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	2026	
25.17.1.17	Владимирской области	Владимирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Борисовская с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.19.1.25	Вологодской области	Вологодская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кубенское с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северо-Запад»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.20.1.22	Воронежской области	Воронежская область	Строительство ПС 110 кВ Задонская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.20.1.23	Воронежской области	Воронежская область	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 с отпайкой на ПС Ступино (№ 47) и ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 с отпайкой на ПС Ступино (№ 48) до ПС 110 кВ Задонская ориентировочной протяженностью 10,278 км каждая	ЛЭП	ПАО «Россети Центр»	110	км	2×10,278	–	–	–	–	–	–	20,556	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.20.1.24	Воронежской области	Воронежская область	Реконструкция ПС 220 кВ Южная с заменой АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА, АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 135 МВА, АТ-3 220/110/35 кВ мощностью 135 МВА на два автотрансформатора мощностью 250 МВА каждый и заменой двух трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-3 110/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/6(10) кВ мощностью 40 МВА каждый, заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×250	–	–	–	–	500	–[3]	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	2027	
				ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	1×10	–	–	–	–	10	2027	
23.45.1.36	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	1×180	–	–	–	–	180	–	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
23.45.1.37	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 500 кВ Бескудниково с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Белый Раст – Бескудниково и КВЛ 500 кВ Трубино – Бескудниково	ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	2×180	–	–	–	–	360	2027	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
24.45.1.25	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Береговая с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×100	–	–	–	–	200	2025[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.45.1.26	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 220 кВ Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×15	–	–	–	–	30	2025[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.45.1.26	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция КВЛ 220 кВ Союз – Нововнуково на участке от ПС 220 кВ Нововнуково до ПП-219 ориентировочной протяженностью 2 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «ОЭК»	220	км	–	–	2	–	–	–	–	2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.45.1.30	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево и КВЛ 220 кВ Ногинск – Руднево на ПС 500 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 0,73 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	4×0,73	–	–	–	–	–	–	2,92	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.45.1.23	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство ПС 220 кВ Высота (Ильино) с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	2027	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.45.1.24	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Котово – Бугры на ПС 220 кВ Высота (Ильино) ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×0,2	–	–	–	–	0,4	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.45.1.25	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 220 кВ Владыкино с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.45.1.39	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Лебедево с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2025[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.45.1.40	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Черкизово с заменой четырех трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	2028[3]	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	2028[3]	
25.45.1.26	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Десна с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.45.1.28	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Красные Горки с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2025[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.45.1.29	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Мазилово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	2025[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.45.1.31	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Сырово с заменой трансформаторов Т 1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×63	1×63	–	–	–	–	126	2026	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.45.1.32	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Трикотажная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.45.1.27	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Лианозово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×80	–	–	–	160	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.45.1.28	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Марьино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	1×40	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.45.1.29	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Некрасовка с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	160	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.45.1.30	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Сумская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.45.1.31	г. Москвы и Московской области	г. Москва	Реконструкция ПС 110 кВ Таганская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.46.1.18	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 750 кВ Новое Кедрово с двумя автотрансформаторами 750/500 кВ мощностью 1251 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 417 МВА каждый) с резервной фазой 417 МВА и двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	ПС	ПАО «Россети»	750	МВА	–	–	–	–	–	2×3×417+417	–	2502+417	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×3×167	–	1002	–	
25.46.1.19	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ВЛ 750 кВ Грибово – Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 115 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	115	–	115	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.46:38.1.21	Курской области, Орловской области, Тульской области, Калужской области, г. Москвы и Московской области	Курская область, Орловская область, Тульская область, Калужская область, Московская область	Строительство ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 530 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	750	км	–	–	–	–	–	530	–	530	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.32	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Встреча на ПС 750 кВ Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 20 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	–	–	2×20	–	40	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.33	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Кедрово – Котово на ПС 750 кВ Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	2×5	–	10	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.34	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 750 кВ Новое Кедрово ориентировочной протяженностью 20 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	–	–	–	2×20	–	40	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.35	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Бугры с переводом на напряжение 500 кВ со строительством РУ 500 кВ с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×3×167+167	–	1002+167	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46:45.1.36	г. Москвы и Московской области	Московская область, г. Москва	Строительство ВЛ 500 кВ Новое Кедрово – Бугры ориентировочной протяженностью 75 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	75	–	75	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46:45.1.37	г. Москвы и Московской области	Московская область, г. Москва	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Бугры – Лесная ориентировочной протяженностью 40 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	2×40	–	80	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.38	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПП 500 кВ Панино	ПС	ПАО «Россети»	500	x	–	–	–	–	–	x	–	x	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.39	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Новокаширская – Пахра на ПП 500 кВ Панино ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	2×0,6	–	1,2	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.40	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ВЛ 500 кВ Бугры – Панино ориентировочной протяженностью 70 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	70	–	70	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.41	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 750 кВ Белый Раст с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	2025	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
23.46.1.42	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Западная – Очаково и ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная	ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	2025	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
				ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	1×180	–	–	–	–	180	–	
25.46.1.33	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	2×5	–	–	–	10	2028[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.34	г. Москвы и Московской области, Калужской области	Московская область, Калужская область	Строительство ВЛ 220 кВ Дорохово – Созвездие ориентировочной протяженностью 90 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	90	–	–	–	90	2028	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.46.1.44	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×200	–	–	–	–	–	400	2026	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250		
23.46.1.45	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск с заменой трансформатора Т-4 220/110 кВ мощностью 180 МВА (три однофазных трансформатора мощностью 60 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×250	–	–	–	–	–	250	2026[3]	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200		
25.46.1.35	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ивановская со строительством КРУЭН 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×200	–	–	–	–	–	400	2027	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.47	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220 кВ Ивановская ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	2×1,4	–	–	–	–	–	2,8	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.46.1.36	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Чепелёво (Чехов) с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250	2027	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
				ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	–[3]	

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.46.1.37	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Ока – Бугры I цепь на ПС 220 кВ Чепелёво (Чехов) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.46.1.41	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Бугры – Лопасня I, II цепь с отпайкой на ПС Венюково на ПС 220 кВ Чепелёво (Чехов) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	4×0,1	–	–	–	–	–	0,4	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.46.1.42	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Гулево с заменой ТТ и разъединителей ячейки ВЛ 220 кВ ТЭЦ-26 – Гулево I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.38	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Дементьево с двумя трансформаторами 220/20/20 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250	2027	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.39	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство двухцепных заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Нежино II цепь на ПС 220 кВ Дементьево ориентировочной протяженностью 6,2 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	2×6,2	–	–	–	–	–	12,4	2027	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.40	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Растуново (Данилово) с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250	2027	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
				ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–[3]	
25.46.1.41	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Пахра – Ступино на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.46.1.43	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Образцово – Лесная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.46.1.44	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Бор – Добрыниха с отпайками на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.46.1.45	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Бор – Лужники с отпайками на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.46.1.46	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ляхово – Новодомодедово на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.46.1.47	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Барыбино – Пахра с отпайкой на ПС Санаторная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×0,1	–	–	–	–	0,2	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.46.1.48	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Сидорово – Взлетная с отпайкой на ПС Транспортная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×0,1	–	–	–	–	0,2	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.46.1.49	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Тишково – Пахра с отпайкой на ПС Транспортная на ПС 220 кВ Растуново (Данилово) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×0,1	–	–	–	–	0,2	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.46.1.42	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ Ромашково (в Одинцовском г.о.) с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 63 МВА каждый[6]	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	2029	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.43	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Очаково – Красногорская на ПС 220 кВ Ромашково ориентировочной протяженностью 1 км каждый[6]	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	2029	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.46.1.50	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Слобода с заменой трансформаторов Т-3 220/10/6 кВ и Т-4 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×80	–	–	–	–	160	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.46.1.49	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство РП 110 кВ Восход с заходами (в месте спетления ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород)	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	2027	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
			КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская, КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	2027	
23.46.1.50	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская I, II цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Ивановская до РП 110 кВ Восход ориентировочной протяженностью 9 км каждый с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×9	–	–	–	–	–	18	2027	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.51	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	2026[3]	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.52	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция КВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на напряжение 110 кВ и образованием КВЛ 110 кВ Голицыно – Успенская ориентировочной протяженностью 13,336 км	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	13,336	–	–	–	–	–	–	13,336	2025[3]	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.55	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	18,5	–	–	–	–	–	–	18,5	2025[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.46.1.58	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гжель с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2025[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.62	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Роса с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.64	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-3 110/35/6 кВ и Т-4 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 80 МВА каждый и заменой трансформатора Т-1 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	1×63	–	–	–	–	63	–	
23.46.1.65	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Речная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.66	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мамонтовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.67	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тополь с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2025[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.46.1.68	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Время с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.69	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кварц с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.70	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Молоково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.71	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Раменская с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.76	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кучино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2030	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.78	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Павшино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.80	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с установкой третьего трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.46.1.83	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой трансформатора Т-3 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.85	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кудиново с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2025	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.87	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нахабино с заменой трансформаторов Т-3 110/10/10 кВ и Т-4 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2030	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.91	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Клин с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	2030	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.92	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Прудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.46.1.93	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ям с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2030	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.95	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2030	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.46.1.98	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Долгопрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2030	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.46.1.31	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Волоколамск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.46.1.32	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Пушкино с заменой трансформатора Т 1 110/35/6 кВ мощностью 40,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.46.1.33	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Климовская с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.46.1.35	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Аксаково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.46.1.44	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Туменская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.46.1.48	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Голицыно с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	2030	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.46.1.49	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Новые Подлипки с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.46.1.50	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Успенская с заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-3 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	2025	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.46.1.53	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гребнево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.46.1.54	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Шаховская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.46.1.55	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бруски с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.46.1.58	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Верея с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.46.1.59	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Стрелецкая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.46.1.60	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Загорново с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	2025	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.46.1.61	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Веноково с заменой трансформатора Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.46.1.62	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рыболово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2028	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.46.1.64	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 110 кВ в районе д. Першутино с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	2028	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.46.1.65	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Решетниково – Клин I (II) цепь на ПС 110 кВ в районе д. Першутино ориентировочной протяженностью 0,05 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×0,05	–	–	–	–	–	–	0,1	2028	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.46.1.67	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 110 кВ Наукоград (в г.о. Дубна) с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый[6]	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	2028	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.46.1.68	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Иваньковская ГЭС – Темпы I (II) цепь с отпайками на ПС 110 кВ Наукоград ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый[6]	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×0,5	–	–	–	–	1	2028	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.46.1.51	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бор с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.46.1.52	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Вяземы с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.53	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Губино с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 5,6 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.46.1.54	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Дзержинская с заменой трансформатора Т-1 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.46.1.55	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Духанино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два новых трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.56	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гришенки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	80	2029[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.57	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ельдигино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.58	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Котельники с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.46.1.59	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Красково с заменой трансформатора Т-3 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	63	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.46.1.60	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ляхово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.46.1.61	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мамоново с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2025[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.62	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Монино с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.63	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мцыри с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.64	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ожогино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.65	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Орево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.66	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Перемилово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.46.1.67	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Поварово с заменой трансформаторов Т-3 110/10/10 кВ и Т-4 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.46.1.68	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Пятницкая с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	1×16	–	–	–	–	16	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.46.1.69	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Райки с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.70	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Раменье с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.71	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сирена с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.46.1.72	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Смена с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.46.1.73	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сухарево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два новых трансформатора 110/10/10 кВ и 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50	2028[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.74	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Талеж с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	2×63	–	–	126	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.75	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Черноголовка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.46.1.76	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Щелково с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.77	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Юркино II с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.78	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Юрьево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.46.1.79	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ямуга с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.46.1.80	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с переводом на напряжение 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и организацией заходов ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×25	–	50	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.81	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 35 кВ Горелово с переводом на напряжение 110 кВ и установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и организацией заходов ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	–	1×16	–	16	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.82	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 35 кВ Петровская с переводом на напряжение 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и организацией заходов ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.83	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 35 кВ Степановская с переводом на напряжение 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и организацией заходов ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×25	–	50	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.84	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 110 кВ Панино с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и организацией заходов ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.85	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 110 кВ Петровская с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.46.1.86	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Шатурская ГРЭС – Экситон с отпайкой на ПС 110 кВ Губино на ПС 110 кВ Петровская ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	2×0,5	–	–	1	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.87	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 110 кВ Торбеево с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×25	–	50	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.88	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кудиново – Минеральная с отпайками на ПС 110 кВ Торбеево ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	–	2×1	–	2	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.89	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство новой ПС 110 кВ вблизи ПС 110 кВ Ям с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и организацией заходов ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×40	–	80	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
25.46.1.69	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Можайск – Шелковка, ВЛ 110 кВ Мухино – Можайск с отпайкой на ПС Тучково на ПС 500 кВ Дорохово, перезавод ВЛ 110 кВ Можайск – Макарово с ПС 110 кВ Можайск на ПС 500 кВ Дорохово	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.46.1.90	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Загорново с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.46.1.91	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы тяговая с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.46.1.92	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Загорново – Бронницы тяговая ориентировочной протяженностью 7,8 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	7,8	–	–	–	–	–	–	7,8	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.46.1.93	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.46.1.94	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нащекино с заменой провода ошиновки ячеек КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС и ВЛ 110 кВ Нащекино – Барыбино II цепь	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.46.1.95	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция КВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино с отпайкой на ММПС ориентировочной протяженностью 16,9 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	16,9	–	–	–	–	–	–	16,9	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.46.1.96	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нащекино – Барыбино II цепь ориентировочной протяженностью 18,8 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	18,8	–	–	–	–	–	–	18,8	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.46.1.97	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бугры – Лопасня I цепь с отпайкой на ПС Венюково ориентировочной протяженностью 17,26 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	17,26	–	–	17,26	2029[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.98	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бугры – Лопасня II цепь с отпайкой на ПС Венюково ориентировочной протяженностью 17,26 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	17,26	–	–	17,26	2029[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.99	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная, провода ошиновки и ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.46.1.100	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с сооружением РУ 110 кВ по схеме «две рабочие системы шин»	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.46.1.101	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПП 110 кВ 116 с заменой провода ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.46.1.102	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой провода ошиновки и МВ ячейки КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс, провода ошиновки, ТТ и МВ ячейки Моста 110 кВ, провода ошиновки, ТТ, ВЧЗ, МВ, ЛР и ШР ячейки ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.46.1.103	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная ориентировочной протяженностью 7,365 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	7,365	–	–	–	–	–	–	7,365	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.46.1.104	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс ориентировочной протяженностью 4,711 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	4,711	–	–	–	–	–	–	4,711	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.46.1.105	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс ориентировочной протяженностью 4,156 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	4,156	–	–	–	–	–	–	4,156	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.46.1.106	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Калугино – Гришенки с отпайкой на ПС Пролетарий ориентировочной протяженностью 51,75 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	51,75	–	–	51,75	2029[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.107	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Калугино с заменой провода ошиновки и ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Калугино – Гришенки с отпайкой на ПС Пролетарий с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	–	–	х	–	–	х	2029[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.108	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Лопасня – Гришенки ориентировочной протяженностью 9,75 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	9,75	–	–	9,75	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.46.1.109	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Полиграф – Добрыниха ориентировочной протяженностью 30,4 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	30,4	–	–	30,4	2029[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.110	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство захода КВЛ 110 кВ Пахра – Тураево с отпайками на ПС 110 кВ Кварц с реконструкцией КВЛ 110 кВ Пахра – Тураево с отпайками ориентировочной протяженностью 41,4 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	41,4	–	–	41,4	2029[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.46.1.111	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство захода КВЛ 110 кВ Яковлево – Тураево с отпайками на ПС 110 кВ Кварц с реконструкцией КВЛ 110 кВ Пахра – Яковлево и КВЛ 110 кВ Яковлево – Тураево с отпайками ориентировочной протяженностью 41,4 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	–	41,4	–	–	41,4	2029[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
25.29.1.70	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Перемышль с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.29.1.71	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Белкино с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.38.1.105	Курской области	Курская область	Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с реконструкцией ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Мирный, ВЛ 330 кВ Мирный – Сумы Северная и ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный	ПС	ПАО «Россети»	330	х	–	–	–	х	–	–	–	х	2028	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
23.14:38.1.106	Белгородской области, Курской области	Белгородская область, Курская область	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная ориентировочной протяженностью 148,087 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	330	км	148,087	–	–	–	–	–	–	148,087	2027[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.42.1.112	Липецкой области	Липецкая область	Реконструкция ПС 110 кВ Долгоруково с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.42.1.113	Липецкой области	Липецкая область	Реконструкция ПС 110 кВ Казинка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.42.1.114	Липецкой области	Липецкая область	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Деревня с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.42.1.73	Липецкой области	Липецкая область	Реконструкция ПС 110 кВ Химическая с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.42.1.74	Липецкой области	Липецкая область	Реконструкция участка двухцепной ВЛ 110 кВ ЛТП Левая, ЛТП Правая от опоры № 1 до опоры № 12 протяженностью 1,634 км с заменой провода АС-70/11 на АС-120/19	ЛЭП	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	2×1,634	–	–	–	–	–	3,268	2026[3]	Реновация основных фондов
26.54.1.115	Орловской области	Орловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Орловская Районная с заменой трансформаторов ЛРТ-1 10/10 кВ и ЛРТ-2 10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	2027[3]	Реновация основных фондов
26.61.1.116	Рязанской области	Рязанская область	Реконструкция ПС 110 кВ Заборье с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.66.1.37	Смоленской области	Смоленская область	Реконструкция ПС 220 кВ Смоленск 1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126	2028[3]	Реновация основных фондов
26.28.1.117	Тверской области	Тверская область	Реконструкция ПС 110 кВ Глазково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.28.1.118	Тверской области	Тверская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кувшиново с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.28.1.119	Тверской области	Тверская область	Реконструкция ПС 110 кВ Лазурная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	1×63	1×63	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.28.1.76	Тверской области	Тверская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луч с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.28.1.120	Тверской области	Тверская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мамулино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.70.1.77	Тульской области	Тульская область	Строительство ПС 500 кВ Левша с тремя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	3×3×167+167	–	–	1503+167	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.70.1.78	Тульской области	Тульская область	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ Левша ориентировочной протяженностью 2,7 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	2×2,7	–	–	5,4	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.70.1.121	Тульской области	Тульская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ленинская на ПС 500 кВ Левша ориентировочной протяженностью 1,6 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×1,6	–	–	3,2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.70.1.122	Тульской области	Тульская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тула – Ленинская на ПС 500 кВ Левша ориентировочной протяженностью 2,9 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×2,9	–	–	5,8	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.70.1.123	Тульской области	Тульская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тула – Приокская на ПС 500 кВ Левша ориентировочной протяженностью 1,4 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	2×1,4	–	–	2,8	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.70.2.124	Тульской области	Тульская область	Создание на Алексинской ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками	РЗА	АО «РИР Энерго»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.78.1.125	Ярославской области	Ярославская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кинопленка с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.78.1.114	Ярославской области	Ярославская область	Реконструкция ПС 110 кВ Переславль с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.78.1.79	Ярославской области	Ярославская область	Реконструкция ПС 110 кВ Техникум с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.78.1.126	Ярославской области	Ярославская область	Реконструкция ПС 110 кВ Толга с заменой трансформатора Т2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	АО «Ресурс»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.78.1.80	Ярославской области	Ярославская область	Строительство ПС 110 кВ имени Чупрова с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.78.1.81	Ярославской области	Ярославская область	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Тверицкая – Путятино и ВЛ 110 кВ Тверицкая – Уткино до ПС 110 кВ имени Чупрова ориентировочной протяженностью 3,5 км каждая	ЛЭП	ПАО «Россети Центр»	110	км	–	–	2×3,5	–	–	–	–	7	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
ОЭС Юга																	
25.12.1.82	Астраханской области, Волгоградской области	Астраханская область, Волгоградская область	Строительство ВЛ 500 кВ Астрахань – Трубная ориентировочной протяженностью 420 км[5]	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	420	–	–	–	–	420	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.12.1.116	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 220 кВ Владимировка с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110/35 кВ и АТ-4 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и установкой БСК 110 кВ мощностью 27,3 Мвар и перезаводом ВЛ 220 кВ ориентировочной протяженностью 1,3 км	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×125	–	–	–	250	2028	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50		
				ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	1,3	–	–	–	1,3		
				ПС	ПАО «Россети»	110	Мвар	–	–	–	1×27,3	–	–	–	27,3		
25.12.1.83	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 110 кВ Окрасочная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.12.1.84	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Яр с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.12.1.127	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ 15 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.12.1.128	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кири-Кили с заменой трансформаторов Т-1 110/10 и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.12.1.129	Астраханской области	Астраханская область	Реконструкция ПС 110 кВ Судостроительная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два новых трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.18.1.117	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция ПС 220 кВ Алюминиевая с заменой автотрансформаторов АТ-5 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА и АТ-6 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый, заменой пяти однофазных трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 66,6 МВА каждый и четырех трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на три трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×250	–	–	–	–	500	2027[3]	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	3×200	–	–	–	–	600		
23.18.1.118	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция межгосударственной ВЛ 110 кВ Кайсацкая – Джаныбек с отпайками путем строительства участка ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Кайсацкая до ПС 110 кВ Приозерная ориентировочной протяженностью 50 км с переподключением отпайки на ПС 110 кВ Светлана на новую ВЛ 110 кВ	ЛЭП	ПАО «Россети»	110	км	50	–	–	–	–	–	–	50	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.18.1.130	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и Т2 110/10 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.18.1.131	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Котлубань с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.18.1.132	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Паньшино с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.18.1.133	Волгоградской области	Волгоградская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ахтуба с заменой трансформатора Т1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.119	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Чегем - 2 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2030	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.120	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Баксан-110 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.121	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Малка с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.83.1.122	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Нарткала с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.123	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Кахун с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.124	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Прохладная-1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.125	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Майская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.126	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.83.1.127	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2028[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.83.1.85	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Кызбурун-110 с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.83.1.134	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Герменчик с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.83.1.135	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Терек-2 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.83.1.128	Кабардино-Балкарской Республики	Кабардино-Балкарская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Долинск с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ, Т-2 110/10/6 кВ, Т-3 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.131	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	340	–	–	–	–	–	–	340	2028[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.86	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с установкой третьего автотрансформатора 330/220/10 кВ мощностью 240 МВА	ПС	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	–	–	–	1×240	240	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3:79.1.87	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея, Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки ориентировочной протяженностью 130,48 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	–	130,48	130,48	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.79.1.88	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.3.1.89	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3:79.1.90	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея, Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк ориентировочной протяженностью 102,647 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	–	102,647	102,647	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.3.1.136	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.79.1.91	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ВетроОГК», ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.79.1.92	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк ориентировочной протяженностью 68,643 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	–	68,643	68,643	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.79.1.93	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 220 кВ Ветропарк с заменой провода ошиновки ячеек ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ВетроОГК», ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3.1.136	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2 ориентировочной протяженностью 16,5 км	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	16,5	–	–	–	–	–	–	16,5	2029	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3.1.137	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.79.1.146	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Шовгеновская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.79.1.147	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.79.1.148	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Термнефть с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.79.1.149	Республики Адыгея и Краснодарского края	Республика Адыгея	Реконструкция ПС 110 кВ Водохранилище с заменой трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ и Т-4 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и демонтажем ПС 110/10 кВ Водохранилище	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.154	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ АПК с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.156	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.158	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Апшеронская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.159	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Гулькевичи с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2029	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.3.1.160	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Дивная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.161	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.3.1.162	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ладожская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.163	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Кореновская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.165	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Выселки с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2029	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.166	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети) с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 3,2 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.167	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Волконка с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2029	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.168	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Головинка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.169	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Джубга с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.170	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Каменка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.172	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Новомихайловская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.173	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети) с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.3.1.174	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ленинградская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2029	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.175	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ейск-2 с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.176	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Моревская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.177	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Старощербиновская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.178	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Кущевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.179	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Забойская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.180	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Красноармейская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.181	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Старотитаровская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.182	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Темрюк с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.183	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ханьковская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.184	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.185	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лабинск-1 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.3.1.186	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лабинск-2 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.3.1.187	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Андреедмитриевская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.188	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Родниковская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.189	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ ДСК с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.190	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Северо-Западная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.191	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Широкая Балка с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.192	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.193	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Раевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
					АО «Россети Кубань»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40		Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.3.1.194	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Береговая с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.195	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Дивноморская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ и 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2029	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.196	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Холмская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.197	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Абинская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.3.1.198	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Крымская ПТФ с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.199	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети) с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.200	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.201	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ ВНИИрис с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.202	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Западная-2 с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.204	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Парфюмерная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.205	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ РИП (Краснодарские электрические сети) с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.206	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.3.1.207	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Динская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.208	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Мартанская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.209	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ильская с заменой трансформаторов Т 1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.210	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Северская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.3.1.211	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Пашковская с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.212	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.213	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Свинокомплекс с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.214	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Тимашевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.215	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Мясокомбинат с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.216	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2028	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.3.1.218	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Речная с установкой четвертого трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.219	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Старокорсунская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.222	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Славянская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.224	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Тепличная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.3.1.225	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Сукко с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.226	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ейск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-3 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.227	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Вышестеблиевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.3.1.230	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Джемете с заменой трансформаторов Т-2 110/35/6 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ и 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.232	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Туапсе с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2030	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.3.1.233	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 6,3 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2029	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3		
23.3.1.235	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.3.1.41	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Анапская с установкой четвертого трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.3.1.241	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая ориентировочной протяженностью 23,621 км	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	23,621	–	–	–	–	–	–	23,621	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.3.1.44	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь ориентировочной протяженностью 69,9 км	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	69,9	–	–	–	–	–	–	69,9	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
24.3.1.45	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Староминская с расширением РУ 110 кВ на одну линейную ячейку для подключения новой КВЛ 110 кВ Староминская – Ейск III цепь	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.3.1.244	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 44,4084 км	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	44,4084	–	–	–	–	–	–	44,4084	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3.1.246	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Советская – Лабинск-2 ориентировочной протяженностью 49,764 км	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	49,764	–	–	–	–	–	–	49,764	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.3.1.250	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/6-6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.3.1.251	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Геленджик – Дивноморская и ВЛ 110 кВ Геленджик – Прасковеевка до ПС 110 кВ Толстый Мыс ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	2×5,5	–	–	–	–	–	–	11	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.3.1.46	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Тонкий Мыс с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.3.1.94	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Отрадная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.3.1.95	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ ЖБШ с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.3.1.96	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Пионерская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.3.1.97	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.3.1.98	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Витаминкомбинат с заменой ВЧЗ-110 КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.99	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с заменой выключателя, разъединителей, ТТ-110, ВЧЗ-110 КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис с увеличением пропускной способности	ПС	АО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.100	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона с заменой ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.101	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с заменой выключателя, разъединителей, ТТ-110, ВЧЗ-110 ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис с увеличением пропускной способности	ПС	АО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.103	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Славянская с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.104	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.3.1.105	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Кропоткин с установкой второго автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА	ПС	ПАО «Россети»	330	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.3.1.137	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская ориентировочной протяженностью 5,4 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	5,4	–	–	–	–	–	–	5,4	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.3.1.138	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Восточная промзона с заменой ошиновки в ячейке ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.3.1.139	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП с отпайками ориентировочной протяженностью 17,1 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	17,1	–	–	–	–	–	–	17,1	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.3.1.140	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция КВЛ 110 кВ Восточная промзона – РИП с отпайкой на ПС ЗИП ориентировочной протяженностью 1,7 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	1,7	–	–	–	–	–	–	1,7	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.3.2.141	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Создание на ПС 220 кВ Восточная АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Тонкий мыс	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.3.2.142	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Создание на ПС 220 кВ Восточная АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Геленджик	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.3.1.143	Республики Адыгея и Краснодарского края, Ростовской области	Краснодарский край, Ростовская область	Строительство ВЛ 220 кВ Койсуг – Староминская ориентировочной протяженностью 90 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	90	–	–	–	–	–	–	90	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.3.1.144	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир с заменой автотрансформатора АТ-1 330/115/10,5 кВ мощностью 125 МВА (со сроком эксплуатации 51 год) на новый автотрансформатор 330/115/10,5 кВ мощностью 125 МВА	ПС	ПАО «Россети»	330	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	125	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.3.2.145	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Создание на ПС 330 кВ Армавир АОПО ВЛ 110 кВ Армавир – Кубанская тяговая	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.3.1.146	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Армавир – Андреедмитриевская ориентировочной протяженностью 23,3 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	23,3	–	–	–	–	–	–	23,3	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.3.1.147	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция КВЛ 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лермонтово путем её разрезания и строительством участка ЛЭП 110 кВ от места разрезания до ПС 110 кВ Лазурная ориентировочной протяженностью 10,2 км с образованием ЛЭП 110 кВ Джубгинская ТЭС – Лазурная ориентировочной протяженностью 23,1 км и строительством участка ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 1,4 км от места разрезания до ПС 110 кВ Джубга с образованием ЛЭП 110 кВ Джубга – Лермонтово ориентировочной протяженностью 6,6 км	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	10,2 1,4	–	–	–	–	–	–	11,6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.3.1.148	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная и ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская путем их разрезания и демонтажом ЛЭП 110 кВ от места разрезания до ПС 110 кВ Лазурная, спрямление ЛЭП 110 кВ в месте разрезания и образование ЛЭП 110 кВ Лермонтово – Новомихайловская ориентировочной протяженностью 9,3 км	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	9,3	–	–	–	–	–	–	9,3	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.3.1.149	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство участка ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 4,7 км от ПС 110 кВ Лазурная до существующей ВЛ 110 кВ Небуг – Ольгинка с образованием ЛЭП 110 кВ Лазурная – Небуг с отпайкой на ПС Ольгинка ориентировочной протяженностью 32,5 км	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	4,7	–	–	–	–	–	–	4,7	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.3.1.150	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Афипская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.3.1.151	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Военгородок с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.3.1.152	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Кислородный завод с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.3.1.153	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Нововеличковская с заменой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.3.1.154	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Новомышастовская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.3.1.155	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Старонижестеблиевская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.3.1.156	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Газоаппарат с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.3.1.157	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Челбасская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.3.1.158	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с установкой пятого трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и реконструкцией ОРУ 35-110 кВ	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.3.1.159	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция КВЛ 110 кВ Кирилловская - РИП I, II цепи ориентировочной протяженностью 16,5 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	16,5	–	–	–	–	–	–	16,5	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.3.1.160	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Строительство ВЛ 110 кВ Бужора - Анапская III цепь ориентировочной протяженностью 7,5 км	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	7,5	–	–	–	–	–	–	7,5	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.3.1.161	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лорис с установкой четвертого трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.3.1.162	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ангарская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.3.1.163	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лоо с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.3.1.164	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ РИП (Юго-Западные электрические сети) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «Россети Кубань»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.3.1.165	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кирилловская - Южная с отпайками I, II цепи с увеличением пропускной способности на участке от места отпаек на ПС 110 кВ ДСК до ПС 110 кВ Южная	ЛЭП	АО «Россети Кубань»	110	км	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.3.1.166	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Елизаветинская с установкой двух трансформаторов 110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.3.1.167	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 220 кВ Восточная Промзона с установкой двух трансформаторов 110/35 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	160	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.82.1.168	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 330 кВ с установкой одного автотрансформатора 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА[8]	ПС	ПАО «Россети»	330	МВА	–	–	–	–	–	1×200	–	200	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.82.1.169	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС – ПС 330 кВ ориентировочной протяженностью 40 км[8]	ЛЭП	ПАО «Россети»	330	км	–	–	–	–	–	40	–	40	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.82.1.170	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Кластер с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	–[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
			Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Дербент – Геджух I цепь с отпайкой на ПС Дербент-Западная до ПС 110 кВ Кластер ориентировочной протяженностью 14 км	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	14	–	–	–	–	14	–[3]	
			Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Дербент – Изберг-Северная с отпайками до ПС 110 кВ Кластер ориентировочной протяженностью 9 км	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	9	–	–	–	–	9	–[3]	
			Строительство ВЛ 110 кВ Махачкала – Кластер ориентировочной протяженностью 85 км с переподключением к данной ВЛ 110 кВ ранее присоединенной отпайки от ВЛ 110 кВ Дербент – Изберг-Северная с отпайками	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	–	–	–	85	–	85	–[3]	
			Строительство ВЛ 110 кВ Дербент – Кластер ориентировочной протяженностью 18 км с переподключением к данной ВЛ 110 кВ ранее присоединенной отпайки от ВЛ 110 кВ Дербент – Геджух I цепь с отпайкой на ПС Дербент-Западная	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	–	–	–	18	–	18	–[3]	
26.82.1.171	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Новый Чиркей с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА и установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
			Реконструкция захода ВЛ 110 кВ Буйнакск-2 – Чиркей ГПП с отпайкой на ПС Новый Чиркей с образованием ВЛ 110 кВ Буйнакск-2 – Новый Чиркей и ВЛ 110 кВ Новый Чиркей – Чиркей ГПП	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	2026[3]	
			Реконструкция ПС 110 кВ Новый Чиркей с сооружением РУ 110 кВ по схеме «заход-выход»	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	2026[3]	
24.82.1.48	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ярыксу с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.82.1.106	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Новая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.49	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Новая-2 с одним трансформатором 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.50	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Новая – Восточная (ВЛ-110-171) на ПС 110 кВ Новая-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.82.1.107	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Семендер с двумя трансформаторами 110/35/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.82.1.108	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ Ипподром с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.82.1.172	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Махачкала-110 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.52	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ПС 110 кВ ГПП-2 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.53	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство заходов ВЛ 110 кВ ГПП – Шамхал (ВЛ-110-129) на ПС 110 кВ ГПП-2 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.252	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Акуша с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.253	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Анцух с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2026	
23.82.1.254	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ботлих с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.54	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Гуниб с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.82.1.257	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Леваши с заменой трансформаторов Т 1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.258	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.260	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.261	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Шамильское с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.263	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Ахты с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.265	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Агабалаева с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 22 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.267	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Касумкент с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.270	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Мамедкала с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.271	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Огни с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.275	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.276	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кизляр-2 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.277	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Терекли-Мектеб с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
24.82.1.55	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Акташ с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.82.1.173	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Акташ с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.279	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Бабаюрт с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.280	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.281	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЗФС с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.282	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Кизилюртовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.56	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакск-1 с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.82.1.174	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Буйнакск-1 с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.285	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.286	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Изберг-Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.287	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Компас с установкой третьего трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.82.1.289	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.290	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Приморская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2027[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.292	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЦПП с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.293	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.82.1.294	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ ЗТМ с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2027[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.57	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Шамхал с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.82.1.58	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.82.1.299	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.82.1.109	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Куруш с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 5,6 МВА и трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.82.1.175	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Дербент – Агабалаева до ПС 110 кВ Сабнова ориентировочной протяженностью 1,5 км	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5	–[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
			Строительство ВЛ 110 кВ Дербент – Сабнова ориентировочной протяженностью 1,5 км	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5	–[3]	
			Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг-Северная с отпайками ориентировочной протяженностью 37,5 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	37,5	–	–	–	–	–	37,5	–[3]	
			Реконструкция ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Каякент-тяговая с отпайкой на ПС Изберг-Южная ориентировочной протяженностью 27,25 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	27,25	–	–	–	–	–	27,25	–[3]	
26.82.1.176	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Строительство ВЛ 110 кВ Дербент – Юг-Тяговая ориентировочной протяженностью 40 км	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	–	40	–	–	–	40	–[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
			Строительство ВЛ 110 кВ Махачкала – Юг-Тяговая ориентировочной протяженностью 140 км	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	–	140	–	–	–	140	–[3]	
23.82.1.302	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 11,3 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	11,3	–	–	–	–	–	–	11,3	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.82.1.177	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.82.1.304	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Махачкала – Каспийская ТЭЦ II цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 11,3 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	11,3	–	–	–	–	–	–	11,3	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.82.1.178	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 330 кВ Махачкала с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Махачкала - Каспийская ТЭЦ I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.82.1.306	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Белиджи – Советская (ВЛ-110-108) ориентировочной протяженностью 17 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	17	–	–	–	–	–	–	17	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.82.1.307	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Касумкент – Советская (ВЛ-110-178) ориентировочной протяженностью 12,5 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	12,5	–	–	–	–	–	–	12,5	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.111	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Магарамкент – Тагиркент с отпайкой на ПС Морская (ВЛ-110-179) с заменой части провода на участке от отпайки на ПС 110 кВ Морская до ПС 110 кВ Магарамкент ориентировочной протяженностью 2,2 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2,2	–	–	–	–	–	–	2,2	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.113	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) ориентировочной протяженностью 21,5 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	21,5	–	–	–	–	–	–	21,5	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.114	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Цудахар с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гергебиль – Цудахар (ВЛ-110-133) и провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.115	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Изберг-Северная – Сергокала (ВЛ-110 177) ориентировочной протяженностью 35,6 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	35,6	–	–	–	–	–	–	35,6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.116	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Леваши с установкой двух БСК 10 кВ мощностью 4,5 Мвар каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	Мвар	2×4,5	–	–	–	–	–	–	9	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.117	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	Мвар	1×30	–	–	–	–	–	–	30	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.118	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.82.1.179	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) от ПС 110 кВ Хунзах до отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух ориентировочной протяженностью 14,7 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	14,7	–	–	–	–	–	–	14,7	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.82.1.180	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) от отпайки на ПС 110 кВ Тлайлух до ПС 110 кВ Тлох ориентировочной протяженностью 14,7 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	14,7	–	–	–	–	–	–	14,7	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.82.1.181	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Тлох с заменой ТТ ВЛ 110 кВ Тлох – Хунзах с отпайкой на ПС Тлайлух (ВЛ-110-159) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.82.1.182	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах ориентировочной протяженностью 16,8 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	16,8	–	–	–	–	–	–	16,8	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.82.1.183	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция Гоцатлинской ГЭС с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «РусГидро»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.82.1.184	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Хунзах с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Гоцатлинская ГЭС – Хунзах и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.119	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107) ориентировочной протяженностью 37,4 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	37,4	–	–	–	–	–	–	37,4	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.120	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) ориентировочной протяженностью 26,78 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	26,78	–	–	–	–	–	–	26,78	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.121	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 330 кВ Дербент с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107), ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.82.1.122	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Белиджи с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи I цепь с отпайками (ВЛ-110-107), ВЛ 110 кВ Дербент – Белиджи II цепь с отпайками (ВЛ-110-122) и шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.82.1.185	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) ориентировочной протяженностью 22 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	22	–	–	–	–	–	–	22	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.82.1.186	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Миатлы с заменой ТТ-В-166 с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.82.1.187	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Миатлы – Дылым (ВЛ-110-166) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.82.1.188	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.82.1.189	Республики Дагестан	Республика Дагестан	Реконструкция ПС 110 кВ Дылым с заменой ТТ-В-166 с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.26.1.190	Республики Ингушетия	Республика Ингушетия	Строительство ПС 110/10 кВ Армхи с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
			Строительство двух отпаек от ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС – Юго-Западная и ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС – РП 110 до ПС 110 кВ Армхи ориентировочной протяжённостью 7 км каждая	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×7	–	–	–	–	–	–	14	–	
25.26.1.123	Республики Ингушетия	Республика Ингушетия	Реконструкция ПС 110 кВ Назрань с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.26.1.191	Республики Ингушетия	Республика Ингушетия	Реконструкция ПС 110 кВ Ачалуки с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.26.1.124	Республики Ингушетия	Республика Ингушетия	Реконструкция ПС 110 кВ Костоева с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.85.1.60	Республики Калмыкия	Республика Калмыкия	Реконструкция ПС 220 кВ Элиста Северная с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА, заменой Т-2 110/10-10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×125	–	–	250	2029	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50	2029	
23.85.1.311	Республики Калмыкия	Республика Калмыкия	Реконструкция ПС 110 кВ Элиста Западная с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.314	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 220 кВ Марьяновка с заменой трансформатора Т-2 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.35.1.61	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ПС 220 кВ Газовая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×125	–	–	–	–	125	2027[3]	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 24.06.2023 № 1653-р
24.35.1.62	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тамань – Кафа I цепь на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×2	–	–	–	–	4	2027[3]	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 24.06.2023 № 1653-р
24.35.1.63	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино с отпайкой на ПС Компрессорная на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый	ЛЭП	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	–	2×0,6	–	–	–	–	1,2	2027[3]	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 24.06.2023 № 1653-р
24.35.1.64	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Керченская – Ленино с отпайкой на ПС Компрессорная с выполнением перезавода на ПС 220 кВ Газовая с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 0,5 км и образованием ВЛ 110 кВ Газовая – Компрессорная	ЛЭП	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	–	0,5	–	–	–	–	0,5	2027[3]	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 24.06.2023 № 1653-р
23.35.1.316	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 220 кВ Феодосийская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.35:67.1.318	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 330 кВ Севастополь до ПС 110 кВ ПС-10 с реконструкцией ПС 330 кВ Севастополь для подключения новых ЛЭП 110 кВ (без вывода из работы существующих ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10 и ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10)	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×23,23	–	–	–	–	–	–	46,46	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35:67.1.319	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Заря и ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 на участке от ПС 110 кВ ПС-10 до ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Заря с отпайкой на ПС-10 и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Заря – ПС-10	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×25,525	–	–	–	–	–	–	51,05	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×0,204	–	–	–	–	–	–	0,408		
23.35:67.1.320	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым, г. Севастополь	Строительство ЛЭП 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС ПС-10 с заходом на ПС 110 кВ Алупка и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря на участке от ПС 110 кВ Заря до ПС 110 кВ Алупка с заходами на ПС 110 кВ Заря с переводом электроснабжения ПС 110 кВ ПС-10 от ВЛ 110 кВ Севастополь – Алупка с отпайкой на ПС 110 кВ ПС-10, демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алупка – Заря и выводом из работы существующей ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-10	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×10,705	–	–	–	–	–	–	21,41	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.35.1.192	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мойнаки – Евпатория путем разрезания и сооружения двухцепного участка ЛЭП 110 кВ от места разрезания до места пересечения с ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Крайняя правая с отпайкой на Митяево и ВЛ 110 кВ Западно-Крымская – Крайняя левая с отпайкой на Митяево с образованием ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Мойнаки с отпайками и ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская – Евпатория с отпайками ориентировочной протяженностью 39,1 км	ЛЭП	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×39,1	–	–	–	–	–	–	78,2	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.35.1.193	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция вновь образованной ЛЭП 110 кВ Западно-Крымская - Мойнаки с отпайками на участке от ПС 330 кВ Западно-Крымская до места врезки сооружаемого участка ЛЭП 110 кВ с заменой существующего провода с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 13,1 км	ЛЭП	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	13,1	–	–	–	–	–	–	13,1	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.321	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Гаспра с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.322	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Заря с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и ЛЭП 110 кВ Алупка – Ялта на участке от ПС 110 кВ Алупка до ПС 110 кВ Гаспра с заходом на ПС 110 кВ Алупка и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гаспра – Алупка	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×7,45	–	–	–	–	–	–	14,9	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.323	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Ялта с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.324	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Алупка – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Ялта и ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Гаспра до ПС 110 кВ Ялта с заходом на ПС 110 кВ Гаспра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Гаспра	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	8,73	–	–	–	–	–	–	8,73	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	7,49	–	–	–	–	–	–	7,49		
23.35.1.325	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Дарсан с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.326	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта с заходом на ПС 110 кВ Дарсан с образованием ВЛ 110 кВ Симферопольская – Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Симферопольская – Ялта на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Ялта	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	0,3	–	–	–	–	–	–	0,3	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.327	Республики Крым и г.	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Гаспра – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ЛЭП 110 кВ Дарсан – Ялта с заходами на	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	5,255	–	–	–	–	–	–	5,255	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.35.1.327	Севастополя	Республика Крым	ПС 110 кВ Ялта и ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Ялта – Дарсан	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	3,205	–	–	–	–	–	–	3,205	–	электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.328	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Массандра с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.329	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Дарсан – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и ПС 110 кВ Массандра и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан на участке от ПС 110 кВ Дарсан до ПС 110 кВ Массандра с заходом на ПС 110 кВ Дарсан и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Массандра – Дарсан	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×7,655	–	–	–	–	–	–	15,31	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.330	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Гурзуф с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.331	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Дарсан с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра на участке от ПС 110 кВ Массандра до ПС 110 кВ Гурзуф с заходом на ПС 110 кВ Массандра и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Гурзуф – Массандра	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×9,506	–	–	–	–	–	–	19,012	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.35.1.333	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Артек – Массандра с заходом на ПС 110 кВ Артек и ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха на участке от ПС 110 кВ Гурзуф до ПС 110 кВ Артек с заходом на ПС 110 кВ Гурзуф и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Артек – Гурзуф	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	3,505	–	–	–	–	–	–	3,505	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	3,288	–	–	–	–	–	–	3,288		
23.35.1.334	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Шарха с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.335	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Гурзуф – Шарха с заходом на ПС 110 кВ Шарха и ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек на участке от ПС 110 кВ Артек до ПС 110 кВ Шарха с заходом на ПС 110 кВ Артек и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Шарха – Артек	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	2×8,02	–	–	–	–	–	–	16,04	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.336	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Алушта с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.337	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Артек с заходом на ПС 110 кВ Алушта и ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Шарха до ПС 110 кВ Алушта с заходом на ПС 110 кВ Шарха и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Шарха	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	10,746	–	–	–	–	–	–	10,746	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	8,108	–	–	–	–	–	–	8,108		
23.35.1.339	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ВЛ 110 кВ Алушта – Аянская с отпайкой на ПС Перевальное с устройством захода данной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лучистое и строительство ЛЭП 110 кВ Лучистое – Шарха на участке от ПС 110 кВ Алушта до ПС 110 кВ Лучистое с заходом на ПС 110 кВ Лучистое	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	5,653	–	–	–	–	–	–	5,653	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	8,269	–	–	–	–	–	–	8,269		
23.35.1.340	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство ЛЭП 110 кВ Алушта – Лучистое с демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Алушта – Лучистое	ЛЭП	АО «Крымэнерго»	110	км	10,287	–	–	–	–	–	–	10,287	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.35.1.345	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 35 кВ Вилино с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.346	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Жаворонки – Николаевская до ПС 110 кВ Вилино ориентировочной протяженностью 17 км	ЛЭП	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	17	–	–	–	–	–	–	17	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.347	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 35 кВ Тарханкут с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	2028[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.35.1.348	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Зимино – Нива до ПС 110 кВ Тарханкут ориентировочной протяженностью 47 км	ЛЭП	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	–	–	47	–	–	–	–	47	2028[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.35.1.349	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 35 кВ Трудовое с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.350	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Симферопольская – Белогорск на ПС 110 кВ Трудовое ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ЛЭП	ГУП РК «Крымэнерго»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.351	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Белогорск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.35.1.354	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Завокзальная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.355	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Капсель с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.356	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Малореченское с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.358	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Митридат с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.360	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Морское с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.361	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Набережная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.362	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ НС-16 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.363	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Перевальное с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.364	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Саки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2030[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.365	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Соляная с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.366	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.35.1.367	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2029[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
24.35.1.65	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Веселое с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.35.1.67	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Кубанская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.35.1.68	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Родниковое с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.35.1.70	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Судак с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2029[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.35.1.194	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Марьино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.35.1.195	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 110 кВ Холодильник с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и установкой Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ГУП РК «Крымэнерго»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.35.2.125	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Создание на ПС 330 кВ Симферопольская устройств: – АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Южная с отпайками; – АОПО КВЛ 110 кВ Симферопольская – Центральная с отпайками	РЗА	ПАО «Россети»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.35.2.126	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Модернизация на ПС 330 кВ Симферопольская устройства ЛАПНУ	РЗА	ПАО «Россети»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.35.2.127	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Модернизация на Симферопольской ТЭЦ устройства АОПО ВЛ 110 кВ Симферопольская ТЭЦ – Северная с отпайкой на ПС Завокзальная	РЗА	АО «КРЫМТЭЦ»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.67.1.196	Республики Крым и г. Севастополя	Республика Крым	Реконструкция ПС 220 кВ Кафа с установкой двух трансформаторов 110/35 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	160	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.67.1.368	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с двумя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 200 МВА каждый и двумя трансформаторами 110/35 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети»	330	МВА	2×200	–	–	–	–	–	–	400	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.67.1.369	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Симферопольская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 7,5 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	330	км	2×7,5	–	–	–	–	–	–	15	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.67.1.197	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Нахимовская – Капитанская I (II) цепь ориентировочной протяженностью 8 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	110	км	2×8	–	–	–	–	–	–	16	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.67.1.375	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с установкой секционного выключателя 110 кВ	ПС	ООО «Севастополь-энерго»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.67.1.376	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-10 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ООО «Севастополь-энерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.67.1.377	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-11 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ООО «Севастополь-энерго»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.67.1.198	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-15 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ООО «Севастополь-энерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.67.1.128	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ ориентировочной протяженностью 21,7 км с подключением ее отпайками к ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 правая, ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-4 левая; подключение одной цепи строящейся двухцепной ВЛ 110 кВ к ПС 110 кВ ПС-11 и второй цепи − отпайкой к ВЛ 110 кВ ПС-5 – ПС-6 с отпайками	ЛЭП	ООО «Севастополь-энерго»	110	км	2×21,7	–	–	–	–	–	–	43,4	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.67.1.129	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Реконструкция ПС 110 кВ ПС-17 с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ООО «Севастополь-энерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2028[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.67.1.199	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство ПС 110 кВ Фиолент с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ООО «Севастополь-энерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.67.1.200	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Нахимовская – Фиолент I (II) цепь ориентировочной протяженностью 4 км	ЛЭП	ООО «Севастополь-энерго»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.67.2.379	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание на ПС 110 кВ ПС-12 устройств РЗ (основных защит): – ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2; – ВЛ 110 кВ ПС-12 – Мекензиевы Горы; – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	РЗА	ООО «Севастополь-энерго»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2027[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.67.2.380	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание на ПС 330 кВ Севастополь устройств РЗ (основных защит) ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	РЗА	ПАО «Россети»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.67.2.381	Республики Крым и г. Севастополя	г. Севастополь	Создание на Севастопольской ТЭЦ устройств РЗ (основных защит) ВЛ 110 кВ Севастопольская ТЭЦ – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	РЗА	АО «СЕВЭНЕРГОТЕХ»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.90.1.385	Республики Северная Осетия – Алания	Республика Северная Осетия – Алания	Реконструкция ПС 110 кВ Ардон-110 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.90.1.201	Республики Северная Осетия – Алания	Республика Северная Осетия – Алания	Реконструкция ПС 110 кВ Предмостная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.60.1.131	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 500 кВ Шахты с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)[5]	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	–	501	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.60.2.202	Ростовской области	Ростовская область	Модернизация на ПС 500 кВ Шахты устройств: – АОПО АТ-3; – АОПО АТ-4	РЗА	ПАО «Россети»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.60.2.203	Ростовской области	Ростовская область	Создание на ПС 500 кВ Шахты АОПО ВЛ 220 кВ Шахты – Ш-50	РЗА	ПАО «Россети»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.132	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3 ориентировочной протяженностью 39 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	39	–	–	–	–	–	–	39	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.2.133	Ростовской области	Ростовская область	Создание на ПС 220 кВ Р-4 устройств: – АОПО КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 I цепь; – АОПО КВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 II цепь; – АОПО ЛЭП 220 кВ Новочеркасская ГРЭС – Р-4 №3	РЗА	ПАО «Россети»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.134	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ПС 220 кВ Левенцовская с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.60.1.135	Ростовской области	Ростовская область	Строительство двух ЛЭП 220 кВ Ростовская – Левенцовская ориентировочной протяженностью 30 км каждая	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	2×30	–	–	–	–	–	–	60	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.136	Ростовской области	Ростовская область	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Левенцовская – Р19 ориентировочной протяженностью 7 км каждая	ЛЭП	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×7	–	–	–	–	–	–	14	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.60.1.391	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ АС12 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.60.1.392	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Чалтырь с заменой трансформаторов Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	
23.60.1.393	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ АС1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.60.1.396	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ БТ1 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.60.1.72	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 7,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.60.1.204	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Цимлянская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.60.1.205	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ш9 с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.60.1.206	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ АС4 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.60.1.207	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Р19 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.60.1.208	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Р24 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.60.1.209	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Р33 с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.60.1.210	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Р7 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.60.1.211	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.60.1.137	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ЛЭП 110 кВ Р-20 – Р29 №2 ориентировочной протяженностью 3 км	ЛЭП	ПАО «Россети Юг»	110	км	3	–	–	–	–	–	–	3	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.138	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Р1 – Р12 с отпайками ориентировочной протяженностью 1,79 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Юг»	110	км	1,79	–	–	–	–	–	–	1,79	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.139	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Т11 с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ Т-10 – Т11 с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.60.1.141	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 35 кВ АС8 с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.60.1.142	Ростовской области	Ростовская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 с отпайкой ПС Парковая на ПС 110 кВ АС8 ориентировочной протяженностью 2 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	–	4	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.7.1.398	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 35 кВ Ясная Поляна-1 с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Джинал) со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Тр31 35/10 кВ и Тр32 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.7.1.399	Ставропольского края	Ставропольский край	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ессентуки-2 – Ясная Поляна-2 с отпайкой на ПС Тяговая 39-й км (Л-110) на ПС 110 кВ Джинал ориентировочной протяженностью 2,4 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×2,4	–	–	–	–	–	–	4,8	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.7.1.400	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ачикулак с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	2027[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.7.1.403	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Левокумская с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.7.1.212	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лысогорская с заменой трансформатора Тр1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.7.1.213	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Новопавловская-2 с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.7.1.214	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ростовановская с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.7.1.215	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Троицкая с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.7.1.216	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Грачевская с заменой трансформатора Тр1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.7.1.217	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.7.1.218	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Красногвардейская с заменой трансформаторов Тр1 110/35/10 кВ и Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.7.1.219	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Плаксейка с заменой трансформатора Тр2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.7.1.220	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 110 кВ Затеречная с заменой трансформатора Тр2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.7.1.221	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ПС 35 кВ Бештаугорец с переводом на напряжение 110 кВ (ПС 110 кВ Золотушка) со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Тр31 35/10 кВ и Тр32 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.7.1.222	Ставропольского края	Ставропольский край	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ессентуки-2 – Бештау с отпайками на ПС 110 кВ Золотушка ориентировочной протяженностью 4 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	–[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.7.1.223	Ставропольского края	Ставропольский край	Реконструкция ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Ставрополь с установкой дополнительного выключателя 330 кВ и присоединением каждого из АТ-301 и АТ-303 через два выключателя с преобразованием схемы ОРУ-330 кВ ПС 330 кВ Ставрополь в схему № 330-8 «Шестиугольник»	ПС	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.91.1.224	Карачаево-Черкесской Республики	Карачаево-Черкесская Республика	Строительство ПС 110 кВ с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	–[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
				ЛЭП	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	км	–	–	–	2×2	–	–	–	4	–[3]	
26.91.1.225	Карачаево-Черкесской Республики	Карачаево-Черкесская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Зеленчук с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Северный Кавказ»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.96.1.143	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Строительство ПС 330 кВ Сунжа с двумя автотрансформаторами 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый и заходами ЛЭП 110 кВ	ПС	ПАО «Россети»	330	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.96.1.144	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Алания – Артем на ПС 330 кВ Сунжа ориентировочной протяженностью 22 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	330	км	2×22	–	–	–	–	–	–	44	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.96.1.405	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Самашки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.96.1.406	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Гудермес с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.96.1.407	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Горец с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.96.1.408	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Ищерская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ и 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.96.1.409	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Ойсунгур с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.96.1.411	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Шали с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.96.1.74	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.96.1.226	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.96.1.227	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Консервная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.96.1.228	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Курчалой с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.96.1.229	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
24.96.1.75	Чеченской Республики	Чеченская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ № 84 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Чеченэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
ОЭС Средней Волги																	
23.22.1.415	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Богородская с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.22.1.145	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Приокская с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2027	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.22.1.146	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Молитовская с заменой трансформатора Т-3 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.22.1.147	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Митино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	2027	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
				ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	2028	
25.22.1.148	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство ПС 110 кВ Васильев с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.22.1.149	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Мыза с отпайками (ВЛ Мызинская) до ПС 110 кВ Васильев ориентировочной протяженностью 3,3 км	ЛЭП	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	3,3	–	–	–	–	–	3,3	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.22.1.150	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Ольгино с отпайками (ВЛ Ольгино) до ПС 110 кВ Васильев ориентировочной протяженностью 0,49 км	ЛЭП	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	0,49	–	–	–	–	–	0,49	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.22.1.151	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство ПС 110 кВ Иванов с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.22.1.152	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Импульс с отпайками (ВЛ 147) до ПС 110 кВ Иванов ориентировочной протяженностью 4,7 км	ЛЭП	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	4,7	–	–	–	–	–	4,7	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.22.1.153	Нижегородской области	Нижегородская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нагорная – Митино с отпайками (ВЛ Митино) до ПС 110 кВ Иванов ориентировочной протяженностью 0,39 км	ЛЭП	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	–	0,39	–	–	–	–	–	0,39	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.22.1.154	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция участка ВЛ 220 кВ Нагорная – Борская №2 ориентировочной протяженностью 3,083 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	3,083	–	–	–	–	–	3,083	2026	Реновация основных фондов
26.22.1.230	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ленинская с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.22.1.231	Нижегородской области	Нижегородская область	Реконструкция ПС 110 кВ Буревестник с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.56.1.232	Пензенской области	Пензенская область	Строительство ПС 110 кВ Заря-2 с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый с заходами ЛЭП	ПС	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.56.1.233	Пензенской области	Пензенская область	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор с заменой трансформаторов С-1-Т 110/35/10 кВ и С-2-Т 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.56.1.234	Пензенской области	Пензенская область	Реконструкция ПС 110 кВ Заря с заменой трансформаторов С-1-Т 110/10/6 кВ и С-2-Т 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	–	–	–	2×63	–	–	126	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.88.1.235	Республики Марий Эл	Республика Марий Эл	Реконструкция ПС 110 кВ Медведево, ПС 110 кВ Заречная, ПС 110 кВ Агрегатная с перемещением трансформатора Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА с ПС 110 кВ Заречная на ПС 110 кВ Медведево, трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА с ПС 110 кВ Медведево на ПС 110 кВ Агрегатная и трансформатора Т-1 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА с ПС 110 кВ Агрегатная на ПС 110 кВ Заречная	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.92.1.77	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый (с переносом на ПС 110 кВ Салмачи) на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.92.1.155	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Каракашлы с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Ромашкино	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	–	–	–	–	1×25	–	–	25	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
				ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.92.1.156	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Константиновка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.92.1.157	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Высокая гора с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый (с переносом на ПС 110 кВ Шигалеево) на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Чекалда	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.92.1.158	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Шигалеево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Высокая гора	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2025[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.92.1.236	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Салмачи с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Северная	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.92.1.237	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Зяб с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.92.1.238	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Ильбухтино с заменой трансформатора Т-2 110/10/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.92.1.239	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 110 кВ Шильна с заменой трансформаторов Т 1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.92.1.240	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Реконструкция ПС 220 кВ Магистральная с заменой трансформаторов ЛРТ-1 10/10 кВ и ЛРТ-2 10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Сетевая компания»	110	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	80	–	Реновация основных фондов
26.92.1.241	Республики Татарстан	Республика Татарстан	Строительство ВЛ 220 кВ Бегишево – Чистополь-220 ориентировочной протяженностью 109 км	ЛЭП	АО «Сетевая компания»	220	км	–	–	–	–	109	–	–	109	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.92.1.242	Самарской области	Самарская область	Реконструкция ПС 110 кВ Поляково с заменой трансформатора С1Т 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	–	–	2×10	–	–	–	20	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.36.1.243	Самарской области	Самарская область	Реконструкция ПС 110 кВ Серноводская с заменой трансформаторов С1Т 110/35/6 кВ и С2Т 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый, С3Т 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	–	–	–	2×25	–	–	50	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.36.1.244	Самарской области	Самарская область	Строительство ПС 110 кВ Гранный с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	–	–	2×6,3	–	–	–	12,6	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.36.1.245	Самарской области	Самарская область	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Водозабор-3 и ВЛ 110 кВ Кряжская-4 до ПС 110 кВ Гранный ориентировочной протяженностью 0,05 км каждая	ЛЭП	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	2×0,05	–	–	–	0,1	2028[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.36.1.246	Самарской области	Самарская область	Реконструкция ПС 35 кВ Русские Выселки с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	–	–	2×16	–	–	–	32	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.36.1.247	Самарской области	Самарская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Сускан-1 до опоры № 6а ВЛ 35 кВ Кирпичная-1 ориентировочной протяженностью 0,15 км	ЛЭП	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	0,15	–	–	–	0,15	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.36.1.248	Самарской области	Самарская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа – Мусорка до опоры № 6а ВЛ 35 кВ Кирпичная-1 ориентировочной протяженностью 0,1 км	ЛЭП	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	0,1	–	–	–	0,1	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.36.1.249	Самарской области	Самарская область	Реконструкция ВЛ 35 кВ Кирпичная-1 с отсоединением двухцепного участка ВЛ от ПС 110 кВ Русские Выселки до опоры № 6а (в габаритах 110 кВ), подключением его к строящимся отпайкам от ВЛ 110 кВ Сускан-1, ВЛ 110 кВ ТЭЦ ВАЗа – Мусорка и переводом на проектное напряжение 110 кВ	ЛЭП	ПАО «Россети Волга»	110	x	–	–	–	x	–	–	–	x	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.36.1.250	Самарской области	Самарская область	Реконструкция двухцепного участка ВЛ 110 кВ Сызрань – Шигоны и ВЛ 110 кВ Печерский Берег – Шигоны ориентировочной протяженностью 15 км с увеличением пропускной способности и переводом в одноцепное исполнение	ЛЭП	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	2×15	–	–	–	30	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.36.1.251	Самарской области	Самарская область	Реконструкция двухцепного участка ВЛ 110 кВ Серноводская-2 и ВЛ 110 кВ Серноводская-3 ориентировочной протяженностью 9,8 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	2×9,8	–	–	–	–	19,6	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.63.1.252	Саратовской области	Саратовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Жасминная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	–[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.73.1.253	Ульяновской области	Ульяновская область	Строительство ПС 110 кВ Полевая с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	80	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.73.1.254	Ульяновской области	Ульяновская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Сызрань – Коптевка тяговая с отпайками до ПС 110 кВ Полевая ориентировочной протяженностью 3,8 км	ЛЭП	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	–	3,8	–	–	3,8	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.73.1.255	Ульяновской области	Ульяновская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Коптевка тяговая – Клин с отпайкой на ПС Нагорная до ПС 110 кВ Полевая ориентировочной протяженностью 8,76 км	ЛЭП	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	–	8,76	–	–	8,76	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.73.1.256	Ульяновской области	Ульяновская область	Строительство ПС 110 кВ Арнест с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	–	–	–	–	2×16	–	–	32	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.73.1.257	Ульяновской области	Ульяновская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Чердаклы – Дмитриево-Помряскино до ПС 110 кВ Арнест ориентировочной протяженностью 2,97 км	ЛЭП	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	–	2,97	–	–	2,97	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.73.1.258	Ульяновской области	Ульяновская область	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Ульяновская ТЭЦ-2 – 1М I цепь с отпайками до ПС 110 кВ Арнест ориентировочной протяженностью 2,41 км	ЛЭП	ПАО «Россети Волга»	110	км	–	–	–	–	2,41	–	–	2,41	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Мероприятие по развитию электрической сети, обеспеченное источником финансирования в соответствии с заключенным регуляторным соглашением между органом исполнительной власти и сетевой организацией
26.97.1.259	Чувашской Республики	Чувашская Республика	Реконструкция ПС 110 кВ Вурнары с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
ОЭС Урала																	
23.33.1.425	Кировской области	Кировская область	Реконструкция ПС 110 кВ Беляево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2026	
23.33.1.426	Кировской области	Кировская область	Строительство ПС 110 кВ Мурыгино с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый (взамен ПС 110 кВ Красный Курсант)	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	2026	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	–	1×16	–	–	–	–	16	2027	
25.37:71.1.159	Курганской области, Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Курганская область, Тюменская область	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Новолокти ориентировочной протяженностью 258 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 153 км, с демонтажом участка существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 25 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	105	105	2031[3]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.37.1.428	Курганской области	Курганская область	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «СУЭНКО»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.53.1.260	Оренбургской области	Оренбургская область	Реконструкция ПС 110 кВ Овощевод с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.53.1.160	Оренбургской области	Оренбургская область	Реконструкция ПС 110 кВ Степная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ПАО «Россети Волга»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.57.1.79	Пермского края	Пермский край	Реконструкция Воткинской ГЭС с установкой двух фазоповоротных трансформаторов 220 кВ мощностью 501 МВА каждый	ПС	ПАО «РусГидро»	220	МВА	2×501	–	–	–	–	–	–	1002	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
26.80.1.261	Республики Башкортостан	Республика Башкортостан	Реконструкция ПС 110 кВ Акбердино с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.80.1.262	Республики Башкортостан	Республика Башкортостан	Реконструкция ПС 110 кВ Спартак с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×16	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.80.1.263	Республики Башкортостан	Республика Башкортостан	Реконструкция ПС 110 кВ Арлан с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ООО «Башкирэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.65.1.81	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Салда с заменой автотрансформатора АТ2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×250	–	–	–	–	–	250	2026	Реновация основных фондов
24.65.1.82	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Первоуральская с заменой автотрансформатора АТГ1 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 80 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×250	–	–	–	–	250	2027[3]	Реновация основных фондов
24.65.1.83	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 220 кВ Качканар с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ, АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА каждый, АТ-3 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на три автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	3×125	–	–	–	–	375	2027[3]	Реновация основных фондов
23.65.1.436	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тугулым с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2025[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.65.1.437	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Свобода с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и установкой второго трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2026	
23.65.1.440	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Керамик с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «ЕЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.65.1.264	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинская с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА, ранее установленный на ПС 110 кВ Сверхглубокая	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.65.1.85	Свердловской области	Свердловская область	Реконструкция ПС 110 кВ Монтажная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.71.1.161	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ПП 500 кВ Новолокти	ПС	ПАО «Россети»	500	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–[3]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
25.71:52.1.162	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, Омской области (ОЭС Сибири)	Тюменская область, Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	380	380	2031[3]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
25.71.1.163	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ВЛ 500 кВ Беркут – Витязь ориентировочной протяженностью 245 км, включая участок существующей ВЛ 500 кВ Курган – Витязь ориентировочной протяженностью 114 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	131	131	2031[3]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
25.71.1.164	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с установкой одного автотрансформатора 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 135 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 135 МВА[5]	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	3×135+135	–	–	–	–	–	–	405+135	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.165	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с изменением схемы присоединения ВЛ 500 кВ Тобол – Тюмень и ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут с их подключением через полуторную цепочку[5]	ПС	ПАО «Россети»	500	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.166	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками ориентировочной протяженностью 6,15 км с увеличением пропускной способности[5]	ЛЭП	АО «Россети Тюмень»	110	км	6,15	–	–	–	–	–	–	6,15	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.167	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Войновка с заменой ТТ, ВЧЗ ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности[5]	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.168	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками с увеличением пропускной способности[5]	ПС	ПАО «Форвард Энерго»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.169	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция Тюменской ТЭЦ-1 с заменой ТТ КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности[5]	ПС	ПАО «Форвард Энерго»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.170	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками ориентировочной протяженностью 5,3 км с увеличением пропускной способности[5]	ЛЭП	АО «Россети Тюмень»	110	км	5,3	–	–	–	–	–	–	5,3	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.171	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Граничная с заменой ТТ КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками с увеличением пропускной способности[5]	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.172	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово ориентировочной протяженностью 4,98 км с увеличением пропускной способности[5]	ЛЭП	АО «Россети Тюмень»	110	км	4,98	–	–	–	–	–	–	4,98	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.173	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности[5]	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.174	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Тюмень с заменой ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Казарово с увеличением пропускной способности[5]	ПС	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.175	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет ориентировочной протяженностью 9,88 км с увеличением пропускной способности[5]	ЛЭП	АО «Россети Тюмень»	110	км	9,88	–	–	–	–	–	–	9,88	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.176	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Березняки с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Тюмень – Березняки с отпайкой на ПС Чермет с увеличением пропускной способности[5]	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.71.2.177	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Модернизация на Тюменской ТЭЦ-1 устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Войновка с отпайками; – АОПО КВЛ 110 кВ Тюменская ТЭЦ-1 – Граничная с отпайками[5]	РЗА	ПАО «Форвард Энерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.2.178	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Модернизация на ПС 500 кВ Тюмень устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Тюмень – ТММЗ I, II цепь; – АОПО 1,2 АТГ ПС 500 кВ Тюмень[5]	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.2.179	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Создание на ПС 500 кВ Тюмень устройства АОПО АТГ 500/110/10 кВ мощностью 405 МВА[5]	РЗА	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.71.2.265	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Модернизация на Тюменской ТЭЦ-2 устройства АОПО ВЛ 220 кВ Тюменская ТЭЦ-2 – ТММЗ I, II цепь с отпайками на ПС Губернская[5]	РЗА	ПАО «Форвард Энерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.180	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ПП 110 кВ Ушаковский	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.181	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 220 кВ Ожогино с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Ожогино – Ушаковский	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.182	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство ЛЭП 110 кВ Ожогино – Ушаковский ориентировочной протяженностью 26 км	ЛЭП	АО «Россети Тюмень»	110	км	26	–	–	–	–	–	–	26	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.183	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Молодежная – Перевалово с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский ориентировочной протяженностью 3 км каждый	ЛЭП	АО «Россети Тюмень»	110	км	2×3	–	–	–	–	–	–	6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.71.1.184	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Утяшево – Гужевое с отпайками на ПП 110 кВ Ушаковский ориентировочной протяженностью 3 км каждый	ЛЭП	АО «Россети Тюмень»	110	км	2×3	–	–	–	–	–	–	6	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.71.1.448	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Чикча с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.71.1.449	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Молчаново с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.71.1.86	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Казарово с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.71.1.87	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Горьковка с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.71.1.88	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Перевалово с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.71.1.266	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПП 110 кВ Ушаковский с установкой двух трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.71.1.450	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 1 АТГ 500/220/10 кВ и 2 АТГ 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) на два автотрансформатора мощностью 501 МВА каждый с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с выполнением перезавода ВЛ 500 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 6,4 км	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	2×3×167+167	–	–	–	1002+167	2028	Реновация основных фондов
				ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	6,4	–	–	–	6,4		
				ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	2×180	–	–	–	360		
			Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 3АТ 220/110/6 кВ и 5АТ 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и автотрансформатора 4АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, с установкой УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,3 км	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×200	–	–	–	400		
				ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	4,3	–	–	–	4,3		
				ПС	ПАО «Россети»	220	Мвар	–	–	–	1×100	–	–	–	100		
			Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 110 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,7 км	ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	–	126		
				ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50		
				ЛЭП	ПАО «Россети»	110	км	–	–	–	4,7	–	–	–	4,7		
26.71.1.267	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Тюменская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кулаково с установкой БСК мощностью 31 Мвар	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	Мвар	–	–	1×31	–	–	–	–	31	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.718.1.90	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Промысловая с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.718.1.92	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Яун-Лор с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2025[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.718:719.1.268	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ –Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ	Строительство ВЛ 220 кВ Кирилловская – Холмогорская II цепь ориентировочной протяженностью 138,626 км[8]	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	138,626	–	–	138,626	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.94.1.95	Удмуртской Республики	Удмуртская Республика	Строительство ПС 110 кВ Лудорвай с использованием имеющегося в эксплуатационном запасе трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.94.1.96	Удмуртской Республики	Удмуртская Республика	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Никольская – Вараксино до ПС 110 кВ Лудорвай ориентировочной протяженностью 0,1 км	ЛЭП	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	0,1	–	–	–	–	–	–	0,1	2025	
23.94.2.452	Удмуртской Республики	Удмуртская Республика	Создание на ТПС 110 кВ Балезино устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Балезино – Пибаньшур; – АОПО ВЛ 110 кВ Балезино – Сегедур с отпайкой на ТПС Чепца	РЗА	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.75.1.187	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сатка с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	1×250	–	–	–	–	–	–	250	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.75.1.188	Челябинской области	Челябинская область	Строительство ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	110	–	–	–	–	–	–	110	–	
23.75.1.455	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Есаулка с заменой трансформатора Т1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.75.1.101	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Харлуши с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.719.1.190	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ямало-Ненецкий автономный округ	Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	191	–	–	–	–	–	191	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
ОЭС Сибири																	
23.76:10.1.460	Забайкальского края, Амурской области (ОЭС Востока)	Забайкальский край, Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	324	–	–	–	324	2028	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
23.76:81.1.462	Забайкальского края, Республики Бурятия	Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	239	–	–	–	239	2028	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
25.76.1.191	Забайкальского края	Забайкальский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ново-Широкая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2027[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.76.1.192	Забайкальского края	Забайкальский край	Реконструкция ПС 110 кВ Третья с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.76.2.269	Забайкальского края	Забайкальский край	Модернизация на ТЭЦ ППГХО устройства ЛАПНУ	РЗА	АО «РИР», ПАО «Россети Сибирь»	–	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.76.2.270	Забайкальского края	Забайкальский край	Создание на ПС 110 кВ Забайкальск устройства АОПО ВЛ 110 кВ Даурия – Забайкальск (ВЛ-110-37)	РЗА	АО «РИР», ПАО «Россети Сибирь»	–	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.76.2.271	Забайкальского края	Забайкальский край	Создание на ПС 110 кВ Кличка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Кличка – Акатуй – Бугдаинская	РЗА	АО «РИР», ПАО «Россети Сибирь»	–	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.76.2.272	Забайкальского края	Забайкальский край	Создание на ПС 220 кВ ЦРП ППГХО устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Шерловогорская – ЦРП ППГХО (ВЛ-237); – АОПО АТ-1; – АОПО АТ-2	РЗА	АО «РИР», ПАО «Россети Сибирь»	–	x	–	–	x	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.25.1.193	Иркутской области, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ПС	ПАО «Россети»	500	x	–	–	–	–	–	x	–	x	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.25.1.194	Иркутской области, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство заходов ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в юго-восточной части ОЭС Сибири	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	x	–	–	–	–	–	x	–	x	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ЛЭП	ПАО «Россети»	220	x	–	–	–	–	–	x	–	x	–	
25.25:4.1.195	Иркутской области, Красноярского края и Республики Тыва, Забайкальского края, Республики Бурятия	Иркутская область, Красноярский край, Забайкальский край, Республика Бурятия	Строительство двухполюсной передачи постоянного тока от преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1) в юго-восточную часть ОЭС Сибири ориентировочной протяженностью 1420 км с установкой преобразовательного оборудования на подстанциях	ЛЭП	ПАО «Россети»	+/-400	км	–	–	–	–	–	1420	–	1420	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.25.1.273	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Зиминская с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА, ранее установленного на ПС 500 кВ Тулун	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	1×125	–	–	–	–	–	125	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.476	Иркутской области	Иркутская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	80	–	–	–	–	–	–	80	2026[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.477	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×25	–	–	–	–	–	25	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.25.1.274	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 60,078 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	60,078	–	–	–	–	–	–	60,078	2026	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.25.1.275	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук ориентировочной протяженностью 64,91 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	64,91	–	–	–	–	–	–	64,91	2026	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.25.1.276	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ ориентировочной протяженностью 11,29 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	–	11,29	–	–	–	–	–	11,29	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.25.1.277	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад ориентировочной протяженностью 14,18 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	–	14,18	–	–	–	–	–	14,18	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.25.1.278	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.279	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой провода ошиновки, разъединителей, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.280	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателя ячейки ВЛ 110 кВ Водопад – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.25.1.281	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Замзор с заменой выключателя ячейки ВЛ 110 кВ ВРЗ – Замзор с отпайкой на ПС Ук с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.25.1.282	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ ВРЗ с заменой провода ошиновки, выключателя, разъединителей, ТТ ячейки СВ-110 с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.25.1.283	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – ВРЗ с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.25.1.284	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Нижнеудинск – Водопад с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.25.1.199	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	–	200	2027	

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.25.1.285	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой выключателя, разъединителей, ТТ ячейки 110 кВ АТ-1 с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.286	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Черемхово с заменой выключателя, разъединителей, ТТ ячейки 110 кВ АТ-2 с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.484	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Запад с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 20 Мвар каждая	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	2×20	–	–	–	–	–	–	40	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.25.2.107	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Тайшет-Запад устройства АОСН	РЗА	ОАО «РЖД»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.485	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение ее в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.287	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Оса с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой двух автотрансформаторов 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, ранее установленных на ПС 220 кВ Черемхово	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	–	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.25.1.288	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ВЛ 220 кВ Черемхово – Оса ориентировочной протяженностью 87 км	ЛЭП	АО «ИЭСК»	220	км	87	–	–	–	–	–	–	87	–	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.25.1.289	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.290	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Оса – Новая Уда II цепь с отпайкой на ПС Бильчир с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.291	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с установкой БСК 110 кВ мощностью 23 Мвар	ПС	АО «ИЭСК»	110	Мвар	–	1×23	–	–	–	–	–	23	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.2.488	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Баяндай устройства АОСН	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.494	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.1.202	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.1.203	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Баяндай с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Баяндай II цепь с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.2.495	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Оса устройства АОСН	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.2.496	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Новая Уда устройства АОСН	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.2.204	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Жигалово устройства АОСН	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.2.205	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Качуг устройства АОСН	РЗА	АО «ИЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.25.2.497	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Урик устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда I цепь с отпайкой на ПС Оёк; – АОПО ВЛ 110 кВ Урик – Усть-Орда II цепь с отпайкой на ПС Оёк	РЗА	АО «ИЭСК»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.2.498	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь	РЗА	АО «ИЭСК»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.2.499	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь	РЗА	АО «ИЭСК»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2025[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.2.206	Иркутской области	Иркутская область	Создание на Иркутской ТЭЦ-10 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск	РЗА	ООО «Байкальская энергетическая компания»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.504	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяженностью 6,32827 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	6,32827	–	–	–	–	–	–	6,32827	2025	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.506	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.508	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.509	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.510	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.292	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой разъединителей ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.293	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.1.511	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2025[3]	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.25.2.518	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)	РЗА	АО «ИЭСК»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.1.208	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 Нагорная Б	ПС	АО «ИЭСК»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2025[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.25.1.294	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 ПП Разводной I	ПС	АО «ИЭСК»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2025[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.295	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 ПП Разводной II	ПС	АО «ИЭСК»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2025[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.296	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой выключателя ячейки В-110 АТ-2	ПС	АО «ИЭСК»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2025[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.2.212	Иркутской области	Иркутская область	Создание на Иркутской ГЭС устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Южная II цепь	РЗА	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.2.213	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 110 кВ Южная устройства АОПО ВЛ 110 кВ Байкальская – Нагорная I цепь с отпайками	РЗА	АО «ИЭСК»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.2.297	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная I цепь с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Восточная – Правобережная II цепь с отпайками	РЗА	АО «ИЭСК»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.2.298	Иркутской области	Иркутская область	Создание на Иркутской ТЭЦ-11 устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта; – АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская	РЗА	ООО «Байкальская энергетическая компания»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.2.299	Иркутской области	Иркутская область	Создание на ПС 220 кВ УП-15 устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 I цепь; – АОПО ВЛ 110 кВ Участок № 1 Иркутской ТЭЦ-9 – УП-15 II цепь	РЗА	АО «ИЭСК»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.300	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.301	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода ошиновки ячейки 110 кВ АТ-1 с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	x	–	–	x	–	–	–	–	x	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.302	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода ошиновки ячейки 110 кВ АТ-2 с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	x	–	–	x	–	–	–	–	x	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.303	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I, II цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Заводская до отпайки на ПС 110 кВ Ангарстрой ориентировочной протяженностью 1,11 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	–	–	2×1,11	–	–	–	–	2,22	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.304	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой выключателя, разъединителей, ВЧЗ, ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская I цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	x	–	–	x	–	–	–	–	x	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.305	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой выключателя, ВЧЗ, ТТ, провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Гидростроитель – Заводская II цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	x	–	–	x	–	–	–	–	x	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.306	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода 1 СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	x	–	–	x	–	–	–	–	x	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.25.1.307	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Заводская с заменой провода 2 СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ИЭСК»	110	x	–	–	x	–	–	–	–	x	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.25.1.214	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Бытовая с заменой трансформаторов Т-1 220/10/10 кВ и Т-2 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	2026[3]	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.108	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Киренга с установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2027	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.25.1.215	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Левобережная с заменой трансформаторов Т-1 220/35 кВ и Т-2 220/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	–	250	2027	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.109	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	2026[3]	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.110	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 220 кВ Столбово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	220	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	2025	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.25.1.216	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 110 кВ Анисимово с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2025[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.25.1.217	Иркутской области	Иркутская область	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово III цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС – Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Гончарово до ПС 110 кВ Анисимово ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2	2025[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.111	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Березовая с заменой трансформатора Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.25.1.519	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бирюса с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.25.1.308	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Бохан с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.112	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Вокзальная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.25.1.520	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Жигалово с заменой трансформатора Т-2 110/20/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/20/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.25.1.309	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Зеленый Берег с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.25.1.521	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Изумрудная с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.25.1.310	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Инкубатор с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА, ранее установленный на ПС 110 кВ Северная	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.113	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Карлук с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2027	
26.25.1.311	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Куйтун с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Изумрудная	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.114	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Летняя с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.25.1.524	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Черноруд с приведением РУ к проектной схеме, заменой трансформатора Т-2 35/10 кВ мощностью 4 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА, подключением ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир к ПС 110 кВ Черноруд	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.25.1.525	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 35 кВ Еланцы – Хужир с переводом участка ВЛ от ПС 110 кВ Еланцы до ПС 110 кВ Черноруд на проектное напряжение 110 кВ	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.115	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мельниково с заменой трансформатора Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.116	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нагорная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	2026[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.25.1.218	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Лисиха с заменой трансформатора Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	2026[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.25.1.312	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.25.1.313	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Оёк с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.25.1.219	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Оса с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.118	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Пивзавод с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.25.1.314	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Рабочая с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.119	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновая с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.120	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Туристская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.121	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Урик с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×80	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.25.1.122	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Орда с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2028	
24.25.1.123	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Хомутово с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.25.1.529	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «ИЭСК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2027[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.25.1.531	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Солерудник – Ново-Зиминская с отпайками с размыканием возле отпайки на ПС 110 кВ Зима с образованием ВЛ 110 кВ Солерудник – Зима и замыканием нормально разомкнутого выключателя на образованной ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Зима. Строительство участка ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Ново-Зиминская до ПС 110 кВ Зима с образованием третьей ВЛ 110 кВ Зима – Ново-Зиминская ориентировочной протяженностью 2,5 км	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	–	2,5	–	–	–	–	–	2,5	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.532	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ново-Ленино – ИАЗ I, II цепь ориентировочной протяженностью 2,6 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Яковлев»	110	км	2×2,6	–	–	–	–	–	–	5,2	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.535	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с установкой БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×40	–	–	–	–	–	40	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.537	Иркутской области	Иркутская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кежма – Видим на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	–	2×1	–	–	–	–	–	2	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.538	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ручей с установкой БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×15	–	–	–	–	–	15	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.25.1.539	Иркутской области	Иркутская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Коршуниха – Хребтовая ориентировочной протяженностью 23 км	ЛЭП	АО «ИЭСК»	110	км	–	23	–	–	–	–	–	23	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.540	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Хребтовая с приведением схемы РУ 110 кВ к схеме «Одна секционированная система шин»	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.541	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кварцит тяговая с установкой секционного выключателя 110 кВ	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.542	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Турма с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Опорная – Турма с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.543	Иркутской области	Иркутская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тайшет-Восточная с заменой провода ошиновки ВЛ 110 кВ Тайшет-Восточная – Тайшет с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.25.1.549	Иркутской области	Иркутская область	Строительство ПС 220 кВ Речушка с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и одним трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	ПС	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	1×125	–	–	–	–	–	125	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
				ПС	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40		
23.25.1.550	Иркутской области	Иркутская область	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ЛЭП	АО «ИЭСК»	220	км	–	2×1	–	–	–	–	–	2	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.32.1.566	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 220 кВ НКАЗ-2 с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой автотрансформатора АТ-2 220/110 кВ мощностью 200,1 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой трансформаторов Т-1 220/10 кВ, Т-2 220/10 кВ и Т-3 220/10 кВ мощностью 200,1 МВА каждый (три однофазных трансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на три трансформатора 220/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×250	–	–	–	500	2028[3]	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	3×200	–	–	–	600		
24.32.1.124	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 220 кВ ЗСМК (Западно-Сибирская) с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА и автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	2026	Реновация основных фондов
23.32.1.567	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Торсьма с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.32.1.568	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Торсьма с установкой БСК 110 кВ мощностью 52 Мвар	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	1×52	–	–	–	–	–	52	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.32.1.569	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Шестаковская с заменой трансформаторов Т-1-16 110/35/10 кВ и Т-2-16 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	2025[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.32.1.570	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Красный Брод с заменой трансформаторов Т-1-40 110/35/6 кВ и Т-2-40 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.32.1.571	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.32.1.125	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Мариинск – Каштан тяговая с отпайками и ВЛ 110 кВ Мариинск – Тяжинская с отпайками до ПС 110 кВ Аверьяновка тяговая ориентировочной протяженностью 3,276 км каждая[4]	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×3,276	–	–	–	–	–	6,552	2025[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.32.1.126	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Шестаковская – Бачатская – 1, 2 до ПС 110 кВ Бочаты ориентировочной протяженностью 3,98 км каждая[4]	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×3,98	–	–	–	–	–	7,96	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.32.1.127	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками и ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Берекульская до ПС 110 кВ Воскресенка ориентировочной протяженностью 4 км каждая[4]	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×4	–	–	–	–	–	8	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.32.1.128	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка и ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками до ПС 110 кВ Мальцево ориентировочной протяженностью 2,4 км каждая[4]	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×2,4	–	–	–	–	–	4,8	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.32.1.129	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками и ВЛ 110 кВ Яйская – Иверка с отпайками до ПС 110 кВ Почитанка ориентировочной протяженностью 4 км каждая[4]	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×4	–	–	–	–	–	8	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.32.1.130	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Юргинская – Юрга I, II цепь с отпайкой на ПС Западная до ПС 110 кВ Сарзас ориентировочной протяженностью 3,2 км каждая[4]	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×3,2	–	–	–	–	–	6,4	2025[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.32.1.131	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками на ПС 110 кВ Сулуй ориентировочной протяженностью 8 км каждый[4]	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×8	–	–	–	–	–	16	2025[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.32.1.132	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Южно-Кузбасская ГРЭС – Томь-Усинская ГРЭС I, II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Томусинская тяговая ориентировочной протяженностью 0,13 км каждая[4]	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×0,13	–	–	–	–	–	0,26	2025[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.32.2.572	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 110 кВ Мариинск устройства АОСН	РЗА	ОАО «РЖД»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.32.2.574	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 110 кВ Иверка устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Мариинск с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Иверка – Антибесская с отпайкой на ПС Берикульская	РЗА	ОАО «РЖД»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.32.2.220	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 220 кВ Заискитимская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Заискитимская – Кемеровская ГРЭС с отпайкой на ПС Космическая; – АОПО ВЛ 110 кВ Заискитимская – Ново-Кемеровская ТЭЦ с отпайкой на ПС Космическая	РЗА	ПАО «Россети»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.32.2.221	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Создание на ПС 220 кВ Заискитимская устройств: – АОПО АТ-1-125; – АОПО АТ-2-125	РЗА	ПАО «Россети»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.32.1.315	Кемеровской области	Кемеровская область – Кузбасс	Реконструкция ПС 110 кВ Спутник с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА (номинальная мощность обмотки 10 кВ трансформатора Т-1 5,28 МВА) на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.93.1.223	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская № 2 ориентировочной протяженностью 100 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	100	–	–	–	–	–	–	100	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.4:93.1.581	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край, Республика Тыва	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 238,78 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	238,78	–	–	–	–	–	–	238,78	2026[3]	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.93.1.316	Красноярского края и Республики Тыва	Республика Тыва	Реконструкция ПС 110 кВ Городская с заменой трансформатора 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	АО «Россети Сибирь Тываэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.4.1.224	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство преобразовательной ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ПС	ПАО «Россети»	500	x	–	–	–	–	–	x	–	x	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.4.1.225	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ЛЭП 220-500 кВ на преобразовательную ПС 500 кВ в районе ПС 1150 кВ Итатская (ПС 500 кВ Камала-1)	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	x	–	–	–	–	–	x	–	x	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ЛЭП	ПАО «Россети»	220	x	–	–	–	–	–	x	–	x	–	
23.4.2.598	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Ачинск тяговая устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая (С-25); – АОПО ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26)	РЗА	ОАО «РЖД»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.4.2.599	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Камарчага тяговая устройства АОСН	РЗА	ОАО «РЖД»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.4.1.600	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Абакумовка тяговая с установкой одного секционного выключателя 110 кВ	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.4.1.134	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Городокская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.4.1.226	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Солонцы с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×40	–	80	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.4.1.602	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Геологическая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
24.4.1.136	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Бугач тяговая с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.4.1.604	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×60	–	–	–	–	–	–	60	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.4.2.605	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Создание на ПС 110 кВ Каштан тяговая устройства АОСН	РЗА	ОАО «РЖД»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.4.1.606	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	ПС	АО «Назаровская ГРЭС»	220	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.4.1.607	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Камарчага тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	1×26	–	–	–	–	–	–	26	–	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.4.1.608	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Берёзовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) ориентировочной протяженностью 17,3 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	17,3	–	–	–	–	–	17,3	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.609	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) ориентировочной протяженностью 22,6 км с увеличением пропускной способности	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	22,6	–	–	–	–	–	22,6	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.610	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Березовская с отпайкой на ПС Красноярск Восточный тяговая (С-5) с увеличением пропускной способности	ПС	Филиал Красноярская ТЭЦ-1 АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.611	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция Красноярской ТЭЦ-1 с заменой разъединителя ячейки ВЛ 110 кВ Красноярская ТЭЦ-1 – Вознесенская с отпайками (С-6) с увеличением пропускной способности	ПС	Филиал Красноярская ТЭЦ-1 АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.612	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	ОАО «РЖД»	220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.613	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ПС	ОАО «РЖД»	110	Мвар	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.614	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ачинск тяговая с заменой ТТ и разъединителей ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая, ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.615	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Канская опорная с заменой выключателей, разъединителей и ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Канская опорная – Шарбыш тяговая I, II цепь с отпайкой на ПС Иланская тяговая с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.4.1.616	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками (С-26) и ВЛ 110 кВ Боготольский ПП – Каштан тяговая с отпайками (С-29) с увеличением пропускной способности	ПС	ОАО «РЖД»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
24.4.1.138	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Буйная с отпайкой на ПС Уяр тяговая (С-54) на ПС 110 кВ Илиган тяговая ориентировочной протяженностью 6 км каждый[4]	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×6	–	–	–	–	–	12	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.4.1.139	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Камарчага тяговая – Берёзовская с отпайкой на ПС Зыково тяговая (С-801) и ВЛ 110 кВ Вознесенская – Камарчага тяговая (С-802) до ПС 110 кВ Сорокино тяговая ориентировочной протяженностью 3,8 км каждая[4]	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2×3,8	–	–	–	–	–	7,6	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.4.1.140	Красноярского края и Республики Тыва	Красноярский край	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Саянская тяговая – Абакумовка тяговая с отпайкой на ПС Ирбейская тяговая (С-41) до ПС 110 кВ Агул ориентировочной протяженностью 2,83 км[4]	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	2,83	–	–	–	–	–	2,83	2026	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.50.1.227	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство ПС 500 кВ Карасук с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	–	3×167+167	501+167	–[3]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
				ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	–	–	4×180	720	–[3]	
25.50:1.1.228	Новосибирской области, Республики Алтай и Алтайского края	Новосибирская область, Алтайский край	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	428	428	2031[3]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
25.50:52.1.229	Новосибирской области, Омской области	Новосибирская область, Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	–	371	371	2031[3]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
25.50.1.230	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай ориентировочной протяженностью 1,5 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	–	1,5	1,5	–[3]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
23.50.1.617	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов 1Т 220/10/6 кВ и 2Т 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПС	АО «Электро-магистраль»	220	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	63	2025	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	АО «Электро-магистраль»	220	МВА	–	1×63	–	–	–	–	–	63	2026	
26.50.1.317	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ ВАСХНИЛ с заменой трансформаторов 1Т-25 110/10 кВ и 2Т-25 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «РЭС»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.50.1.231	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Верх-Ирмень с заменой трансформатора 2Т-6,3 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	АО «РЭС»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.50.1.232	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Дергаусово с заменой трансформаторов 1Т-10 110/35/10 кВ и 2Т-10 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «РЭС»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	2027	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.50.1.318	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов 1Т-16 110/10 кВ и 2Т-16 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.50.1.319	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Юрьевская с заменой трансформаторов 1Т-10 110/10 кВ и 2Т-10 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Барышевская и ПС 110 кВ Текстильная	ПС	АО «РЭС»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.52.1.625	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 500 кВ Таврическая с установкой трех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с двумя резервными фазами мощностью 60 Мвар каждая	ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	–	–	3×180+2×60	540+120	2031[3]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
23.52.1.626	Омской области	Омская область	Строительство ПС 110 кВ Семиреченская с двумя трансформаторами 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (взамен ПС 110 кВ Кировская)	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.52.1.320	Омской области	Омская область	Реконструкция КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53) и КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54) с подключением отпаек на ПС 110 кВ Западная и ПС 110 кВ Входная по резервному участку ЛЭП	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.52.1.321	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53)	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.52.1.322	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 110 кВ Западная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54)	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.52.1.323	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 110 кВ Входная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная I цепь (С-53)	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.52.1.324	Омской области	Омская область	Реконструкция ПС 110 кВ Входная с установкой ВЧЗ КВЛ 110 кВ Лузино – Весенняя с отпайкой на ПС Левобережная II цепь (С-54)	ПС	ОАО «РЖД»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.1.1.627	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 1150 кВ Алтай с установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с резервной фазой мощностью 60 Мвар	ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	–	–	2×180+60	360+60	2031[3]	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
26.84.1.325	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Кебезеньская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.84.1.233	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Манжерокская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	2026[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
26.84.1.326	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Коксинская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.84.1.629	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Шебалинская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый, ранее установленные на ПС 110 кВ Эликманарская	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×6,3	–	–	–	–	–	–	12,6	2025[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.84.1.327	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Эликманарская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.84:1.1.234	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай, Алтайский край	Строительство ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Сигнал – Манжерокская (ВЛ СМ-1413) до ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь II цепь с отпайкой на ПС Сибирская монета ориентировочной протяженностью 14,89 км	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	14,89	–	–	–	–	–	–	14,89	2025[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.84:1.1.235	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай, Алтайский край	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь I цепь с отпайкой на ПС Сибирская монета до ВЛ 110 кВ Чергинская – Эликманарская (ВЛ ЧЕ-73) ориентировочной протяженностью 39,5 км	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	39,5	–	–	–	–	39,5	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.84.1.236	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Бирюзовая Катунь II цепь с отпайками до ПС 110 кВ Озерная ориентировочной протяженностью 1,5 км	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	1,5	–	–	–	–	–	1,5	–[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.84.1.328	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Усть-Коксинская с установкой БСК 110 кВ мощностью 12,5 Мвар	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	Мвар	–	1×12,5	–	–	–	–	–	12,5	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.84.1.329	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Чергинская с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская ТЭЦ – Чергинская с отпайками с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.84.1.330	Республики Алтай и Алтайского края	Республика Алтай	Реконструкция ПС 110 кВ Майминская с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ ОПП – Майминская (ВЛ ОМ-139) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	–	–	–	–	х	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.1.1.331	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 220 кВ Бийская с заменой выключателя, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	110	х	–	–	–	–	х	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.1.1.332	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 220 кВ Бийская с заменой выключателя, ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-166) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	110	х	–	–	–	–	х	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.1.1.333	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 110 кВ Заречная с заменой выключателя, разъединителей, ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	–	х	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.1.1.334	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 110 кВ Заречная с заменой выключателя, разъединителей, ВЧЗ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-166) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	–	х	–	–	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.1.1.335	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 110 кВ Заречная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.1.1.336	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 110 кВ Заречная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-166) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.1.1.631	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Строительство ПС 110 кВ Ковыльная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.1.1.632	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Власиха – Топчихинская с отпайками (КВЛ ВТ-111) на ПС 110 кВ Ковыльная ориентировочной протяженностью 0,085 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	2×0,085	–	–	–	–	–	–	0,17	2028	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.1.1.241	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 110 кВ Быстрянка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×4	–	–	–	–	–	–	8	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.1.1.144	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 110 кВ Волчихинская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.1.1.633	Республики Алтай и Алтайского края	Алтайский край	Реконструкция ПС 110 кВ Предгорная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.1:50.1.148	Республики Алтай и Алтайского края, Новосибирской области	Алтайский край, Новосибирская область	Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение возможности сокращения транзита электроэнергии через межгосударственные линии электропередачи ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль, ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово, ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская и ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская	ПС, РЗА	ПАО «Россети», ПАО «Россети Сибирь», АО «Электро-магистраль», АО «РЭС», ОАО «РЖД»	110–220–500	х	–	–	–	х	–	–	–	х	2028	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
25.81.1.243	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Верхняя Березовка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2031[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.81.1.244	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Зун-Мурино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.81.1.641	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Реконструкция ПС 110 кВ Кырен с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	20	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.81.2.337	Республики Бурятия	Республика Бурятия	Создание на ПС 220 кВ Селенгинский ЦКК устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	РЗА	ОАО «Селенгинский ЦКК»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.95.1.248	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Белоярская с заменой трансформатора 1Т 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ООО «СКС»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.95.1.249	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Дзержинская-2 с заменой трансформатора 1Т 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ООО «СКС»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2028[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.95.1.250	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Подсинее с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
				ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
23.95.1.644	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Ташеба-Сельская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.95.1.251	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Элеваторная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.95.1.645	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Западная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.95.1.252	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Реконструкция ПС 110 кВ Южная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.95.1.338	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство ПС 110 кВ Надежда с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.95.1.339	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Калининская I, II цепь с отпайкой на ПС Западная (С-87, С-88) до ПС 110 кВ Надежда	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	–	x	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.95.1.340	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство ПС 110 кВ Чарых с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×25	–	50	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.95.1.341	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Южная I, II цепь с отпайками (С-99, С-100) на ПС 110 кВ Чарых	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	–	–	–	x	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.95.1.342	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство ПС 110 кВ Горная с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Сибирь»	110	МВА	–	–	–	–	–	2×25	–	50	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.95.1.343	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Абаканская ТЭЦ – Сибирь с отпайками (С-313/С-341) и ВЛ 110 кВ Рассвет – Сибирь с отпайками (С-316/С-342) до ПС 110 кВ Горная	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	–	–	–	x	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.95.1.344	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Калининская – Чарых с отпайками ориентировочной протяженностью 8,74 км	ЛЭП	ПАО «Россети Сибирь»	110	км	–	–	–	–	–	2×8,74	–	17,48	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.95.2.345	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Модернизация на Абаканской ТЭЦ устройства АОПО 7АТ	РЗА	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	–	x	–	–	–	x	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.95.2.346	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Модернизация на ПС 220 кВ Абакан-районная устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	РЗА	ПАО «Россети»	–	x	–	–	–	x	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.95.2.347	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Создание на ПС 110 кВ Рассвет устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Абаканская ТЭЦ – Рассвет (С-314); – АОПО ВЛ 110 кВ Абакан-районная – Рассвет (С-89)	РЗА	ПАО «Россети Сибирь»	–	x	–	–	–	–	–	x	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.95.2.253	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Создание на ПС 220 кВ Сора устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	РЗА	ПАО «Россети»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.95.2.254	Республики Хакасия	Республика Хакасия	Создание на ПС 220 кВ Туим устройств: – АОПО 1АТ; – АОПО 2АТ	РЗА	ПАО «Россети»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2027	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.81.1.348	Томской области	Томская область	Реконструкция ПС 110 кВ Левобережная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети Томск»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2-я синхронная зона ЕЭС России																	
ОЭС Востока																	
24.10.1.153	Амурской области	Амурская область	Строительство ПС 220 кВ Невельская[4]	ПС	ПАО «Россети»	220	x	–	–	x	–	–	–	–	x	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.10.1.154	Амурской области	Амурская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,2 км и 2 км[4]	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,2 2	–	–	–	–	3,2	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.10.1.155	Амурской области	Амурская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,1 км и 2,6 км[4]	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,1 2,6	–	–	–	–	3,7	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.10.1.156	Амурской области	Амурская область	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сковородино[4]	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	11,2	–	–	–	–	11,2	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.10.1.157	Амурской области, Республики Саха (Якутия)	Амурская область, Республика Саха (Якутия)	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 193 км каждая[4]	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×193	–	–	–	–	386	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
24.10.1.158	Амурской области	Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 163 км[4]	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	163	–	–	–	–	163	2027[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.10.1.161	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая[4]	ПС	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	50	2025[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
				ПС	ПАО «Россети»	220	Мвар	2×52	–	–	–	–	–	–	104	2025[3]	
23.10.1.655	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2025[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.10.1.163	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 220/38,5/11 кВ мощностью 25 МВА каждый и два трансформатора 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 2,249 км	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	2028[3]	Реновация основных фондов
				ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80		
				ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2,249	–	–	–	2,249		
23.5.1.660	Приморского края	Приморский край	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 455,093 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	455,093	–	–	–	–	–	–	455,093	2025	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.5.1.661	Приморского края	Приморский край	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167+ 167	–	–	–	–	–	–	501+167	2025	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180+60	–	–	–	–	–	–	180+60	2025	
23.5.1.662	Приморского края	Приморский край	Реконструкция РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПС	ПАО «Россети»	500	Мвар	1×180	–	–	–	–	–	–	180	2025	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.5.1.663	Приморского края	Приморский край	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 1,184 км и 1,551 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	1,184 1,551	–	–	–	–	–	–	2,735	2025	1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.5.1.164	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 220 кВ Кировка с заменой трансформатора Т-1 35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	1×25	–	–	–	–	25	–	Реновация основных фондов
23.5.1.670	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 220 кВ Западная с заменой провода шин 110 кВ с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2026	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
			Реконструкция ПС 220 кВ Западная с заменой ошиновки ячейки КВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	
26.5.1.349	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – ХФЗ № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 8,11 км каждая с увеличением пропускной способности	ЛЭП	АО «ДРСК»	110	км	2×8,11	–	–	–	–	–	–	16,22	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.5.1.350	Приморского края	Приморский край	Реконструкция Партизанской ГРЭС с заменой провода шин и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – ХФЗ № 1, № 2 с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ДГК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.5.1.351	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ ХФЗ с заменой провода шин и ошиновки ячеек ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – ХФЗ № 1, № 2 с увеличением пропускной способности	ПС	АО «ДРСК»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.5.1.352	Приморского края	Приморский край	Реконструкция РУ 220 кВ Приморской ГРЭС с заменой ТТ ячейки 220 кВ 7АТ с увеличением пропускной способности	ПС	ООО «СГК»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.5.1.677	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Шахта-7 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.5.1.255	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Славянка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.5.1.256	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Троица с заменой Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.5.1.257	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Улисс с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.5.1.258	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ Чайка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.5.1.259	Приморского края	Приморский край	Реконструкция ПС 110 кВ ЛР3 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.5.2.166	Приморского края	Приморский край	Создание на ПС 110 кВ Краскино устройства АОСН	РЗА	АО «ДРСК»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.5.2.167	Приморского края	Приморский край	Создание на ПС 110 кВ Троица устройства АОСН	РЗА	АО «ДРСК»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2026	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26.5.2.353	Приморского края	Приморский край	Создание на Приморской ГРЭС устройств АОПО 3АТ, 4АТ, 7АТ, 8АТ	РЗА	ООО «СГК»	–	x	–	x	–	–	–	–	–	x	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
23.98.1.686	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Якутскэнерго»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23.98.1.688	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой БСК 110 кВ мощностью 27 Мвар	ПС	ПАО «Якутскэнерго»	110	Мвар	1×27	–	–	–	–	–	–	27	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.98.1.260	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство ВЛ 220 кВ Южно-Якутская ТЭС – Нижний Куранах ориентировочной протяженностью 265 км	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	265	–	–	–	–	265	2027[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25.98.1.261	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 на Южно-Якутскую ТЭС ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	2×5	–	–	–	–	–	10	2026[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24.98.1.168	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство ПС 110 кВ Чульман с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	2026[3]	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ
24.98.1.169	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками со строительством участка до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,1 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ	ЛЭП	АО «ДРСК»	110	км	–	0,1	–	–	–	–	–	0,1	2026[3]	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ
24.98.1.170	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками со строительством участка до ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками ориентировочной протяженностью 0,1 км и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ	ЛЭП	АО «ДРСК»	110	км	–	0,1	–	–	–	–	–	0,1	2026[3]	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
24.98.1.171	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками со строительством участка от Чульманской ТЭЦ до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,26 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками от Чульманской ТЭЦ	ЛЭП	АО «ДРСК»	110	км	–	0,26	–	–	–	–	–	0,26	2026[3]	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ
24.98.1.172	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Демонтаж участка ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками от Чульманской ТЭЦ	ЛЭП	АО «ДРСК»	110	x	–	x	–	–	–	–	–	x	2026[3]	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ
23.98.1.691	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 110 кВ Сулгачи с заменой трансформатора 2Т 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПС	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2026[3]	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
26.98.1.354	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформаторов 1Т 110/6 кВ и 2Т 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.98.1.174	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 110 кВ Нюрба с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2027	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.98.1.262	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 110 кВ Борогонцы с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
23.8.1.718	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 500 кВ Хехцир-2 с укрупнением путем присоединения ПС 220 кВ Хехцир с заменой на ПС 220 кВ Хехцир автотрансформаторов АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	1×125	1×125	–	–	–	–	250	2026[3]	Реновация основных фондов

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
24.99.1.175	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Еврейская автономная область	Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан с заменой автотрансформаторов 1АТ и 2АТ 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и 3АТ 220/110/6 кВ мощностью 60 МВА на два автотрансформатора 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА каждый и трансформаторов 1Т и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 1,36 км	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	–	–	2×125	250	2031	Реновация основных фондов
				ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	–	–	1,36	1,36		
				ПС	ПАО «Россети»	110	МВА	–	–	–	–	–	–	2×63	126		
23.8.1.719	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Россети»	220	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2025[3]	Реновация основных фондов
25.8.1.263	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край, Еврейская автономная область	Строительство ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская ориентировочной протяженностью 365 км[7]	ЛЭП	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	365	–	365	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.8.1.264	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 500 кВ Комсомольская с установкой второго автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА[7]	ПС	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	3×167+ 167	–	501+167	–	
24.8.1.176	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал – Оунэ/т – Кузнецовский – Ландыши/т – Ванино, ориентировочной протяженностью 433,5 км, со строительством ПП 220 кВ Байкал, строительством ПП 220 кВ Кузнецовский, с реконструкцией ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 и ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2 (переустройство / вынос / замена опор), с реконструкцией ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино и ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (переустройство/вынос), с реконструкцией ПС 500 кВ Комсомольская (расширение ОРУ 220 кВ), ПС 220 кВ Ванино (расширение ОРУ 220 кВ), с установкой СКРМ мощностью не менее 150 Мвар[4]	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	369,8	–	–	–	–	–	369,8	2026[3]	Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р
				ПС	ПАО «Россети»	220	Мвар	–	4×25	–	–	–	–	–	100	2026[3]	
24.8.1.180	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная (Кузнецовский) – Ванино (Л-263) на ПС 220 кВ Тумнин/т ориентировочной протяженностью 0,082 км и 0,075 км[4]	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	0,082 0,075	–	–	–	–	–	0,157	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.181	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная/т ориентировочной протяженностью 4,75 км и 4,779 км[4]	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	4,75 4,779	–	–	–	–	–	9,529	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.185	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Аксака/т ориентировочной протяженностью 0,959 км и 1,036 км[4]	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	0,959 1,036	–	–	–	–	–	1,995	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.186	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Джигдаси/т ориентировочной протяженностью 0,725 км и 0,731 км[4]	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	0,725 0,731	–	–	–	–	–	1,456	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.187	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Кун/т ориентировочной протяженностью 1,886 км и 1,725 км[4]	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	1,886 1,725	–	–	–	–	–	3,611	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.188	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 (Л-255) на ПС 220 кВ Комсомольск – Сортировочный/т (ПС 220 кВ Юность/т) ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый[4]	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	2×4,5	–	–	–	–	–	9	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
24.8.1.189	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Ванино/т ориентировочной протяженностью 7,567 км и 7,404[4]	ЛЭП	ПАО «Россети»	220	км	–	7,567 7,404	–	–	–	–	–	14,971	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
23.8.1.720	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Строительство ПС 110 кВ АК с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.8.1.265	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 110 кВ Корфовская с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПС	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
24.8.1.190	Хабаровского края и Еврейской автономной области	Хабаровский край	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с заменой ТТ ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259), ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261) с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Россети»	220	х	–	х	–	–	–	–	–	х	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы																	
25.30.1.266	Камчатского края	Камчатский край	Строительство ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3 ориентировочной протяженностью 60 км	ЛЭП	ПАО «Камчатскэнерго»	220	км	–	–	–	–	–	60	–	60	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.30.1.267	Камчатского края	Камчатский край	Реконструкция Мутновской ГеоЭС-1 с расширением РУ 220 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 220 кВ Мутновская ГеоЭС-1 – Толмачевская ГЭС-3	ПС	ПАО «Камчатскэнерго»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.30.1.268	Камчатского края	Камчатский край	Реконструкция Толмачевской ГЭС-3 со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Камчатскэнерго»	220	МВА	–	–	–	–	–	1×63	–	63	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.30.1.269	Камчатского края	Камчатский край	Реконструкция ПС 220 кВ Авача с установкой второго автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 63 МВА	ПС	ПАО «Камчатскэнерго»	220	МВА	–	–	–	–	–	1×63	–	63	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.30.1.270	Камчатского края	Камчатский край	Строительство ПС 110 кВ Тундровая с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Камчатскэнерго»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	2026[3]	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.30.1.271	Камчатского края	Камчатский край	Строительство отпаек от ВЛ-112 Тундровая и ВЛ-113 ТЭЦ-2 – КСИ до ПС 110 кВ Тундровая ориентировочной протяженностью 0,067 км и 0,2 км	ЛЭП	ПАО «Камчатскэнерго»	110	км	–	0,067 0,2	–	–	–	–	–	0,267	2026[3]	
26.64.1.355	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Холмск-Южная с заменой ТТ в ячейке СМВ-110 с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
26.64.1.356	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Холмск-Южная с заменой ТТ в ячейке ВЛ 110 кВ Невельская - Холмск-Южная с увеличением пропускной способности	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	–	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556
25.64.1.273	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Петропавловская с заменой трансформатора Т-1 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.64.1.275	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Городская с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.64.1.276	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Тамбовка с заменой трансформатора Т-1 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	–	1×6,3	–	–	–	–	–	6,3	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
25.64.1.277	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Троицкая с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ и Т-2 35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	2025[3]	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
				ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	–	

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
25.64.1.278	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Соловьевка с заменой трансформаторов Т-1 35/10 кВ мощностью 2,5 МВА и Т-2 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА на два трансформатора 35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	2×4	–	–	–	–	–	–	8	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		
26.64.1.357	Сахалинской области	Сахалинская область	Реконструкция ПС 35 кВ Первомайская с заменой трансформатора Т-2 35/6 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 35/6 кВ мощностью 10 МВА	ПС	ПАО «Сахалинэнерго»	35	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
25.4.2.281	Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края	Красноярский край	Создание на Норильской ТЭЦ-3 устройств: – АОПО 1Т; – АОПО 2Т	РЗА	АО «НТЭК»	–	x	x	–	–	–	–	–	–	x	2026[3]	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
Сводные показатели объема инвестиций в развитие электрических сетей за период 2025-2031 годов (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)																	
1-я синхронная зона	*1 594 330,43*																
Калининградская синхронная зона	*1 241,99*																
ОЭС Северо-Запада	*47 190,14*																
ОЭС Центра	*448 180,14*																
ОЭС Юга	*418 660,70*																
ОЭС Средней Волги	*29 461,36*																
ОЭС Урала	*121 325,35*																
ОЭС Сибири	*530 754,72*																
2-я синхронная зона	*269 637,52*																
ОЭС Востока	*269 637,52*																
Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы	*12 913,03*																
Чукотского автономного округа	*0,00*																
Сахалинской области	*960,45*																
Магаданской области	*0,00*																
Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края	*28,52*																
Камчатского края	*11 924,06*																

Примечания

[1] Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

[2] Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

[3] Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.

Идентификатор	Энергосистема	Субъект Российской Федерации	Наименование	Тип (ПС, ЛЭП, РЗА)	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации[1]								Планируемый год реализации[2]	Основание
								2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031		

[4] Мероприятие по развитию электрической сети осуществляется в рамках технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям при реализации инвестиционных проектов за счет платы за их технологическое присоединение после разработки проектной документации, получения положительного заключения экспертизы и установления, соответственно, платы за технологическое присоединение. Определение параметров строительства таких объектов осуществляется в рамках соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту.

[5] Необходимость реализации мероприятия определена с учетом повышенной аварийности генерирующего оборудования.

[6] Итоговые параметры мероприятия могут быть уточнены в рамках конкретного проектирования.

[7] Мероприятие является альтернативой строительства новых генерирующих объектов для покрытия дефицита мощности в северной части энергосистемы Хабаровского края и Еврейской автономной области за КС "Хабаровск – Комсомольск" на территории технологически необходимой генерации ОЭС Востока.

[8] Итоговое решение о необходимости реализации мероприятия должно быть принято с учетом мониторинга динамики потребления мощности в среднесрочном периоде, в том числе с учетом актуализации планов по набору нагрузки в рамках реализации договоров на ТП.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 5□

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2026–2031 годы

ПОКАЗАТЕЛИ
балансовой надежности (вероятность бездефицитной работы) зон надежности ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем на 2026–2031 годы

Зона надежности	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Зона № 10010 – ОЭС Урала (без северной части Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 10023 – Тюменская область (северная часть), Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ (южная часть), Томская область (Северный энергорайон)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 10035 – Ямало-Ненецкий автономный округ (северная часть), Красноярский край (Ванкорский энергорайон)	0,9998	0,9997	0,9998	0,9997	0,9997	0,9997
Зона № 20000 – ОЭС Средней Волги	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 30011 – Республика Дагестан (южная часть)	0,9916	0,9839	0,9803	0,9850	0,9845	0,9827
Зона № 30012 – Республика Дагестан (северная часть), Республика Ингушетия, Чеченская Республика	0,9963	0,9923	0,9900	0,9974	0,9988	0,9990
Зона № 30021 – Ставропольский край (центральная часть)	0,9949	0,9906	0,9881	0,9974	0,9988	0,9990
Зона № 30022 – Ставропольский край (восточная часть), Кабардино-Балкарская Республика, Карачаево-Черкесская Республика, Республика Северная Осетия – Алания, Республика Калмыкия (юго-восточная часть)	0,9965	0,9926	0,9902	0,9974	0,9988	0,9990
Зона № 30031 – Республика Адыгея, Краснодарский край (центральная часть)	0,9943	0,9900	0,9876	0,9974	0,9988	0,9990
Зона № 30032 – Краснодарский край (юго-западная часть)	0,9943	0,9900	0,9876	0,9974	0,9988	0,9990
Зона № 30034 – Краснодарский край (Сочинский энергорайон)	0,9794	0,9661	0,9634	0,9671	0,9595	0,9959
Зона № 30040 – Ростовская область, Краснодарский край (северная часть), Ставропольский край (западная часть), Республика Калмыкия (западная часть)	0,9988	0,9967	0,9954	0,9987	0,9997	0,9998
Зона № 30050 – Волгоградская область	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 30060 – Астраханская область, Республика Калмыкия (северо-восточная часть)	0,7731	0,7572	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 30080 – Республика Крым и г. Севастополь	0,9873	0,9889	0,9853	0,9947	0,9985	0,9987
Зона № 40014 – Мурманская область, Республика Карелия (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40022 – Республика Карелия (южная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40030 – Ленинградская область и г. Санкт-Петербург, Новгородская область, Псковская область	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40081 – Архангельская область (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40082 – Архангельская область (южная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40094 – Республика Коми (кроме северо-восточной части)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40095 – Республика Коми (северо-восточная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50103 – Московское кольцо	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50160 – ОЭС Центра (северо-восточная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50170 – Тверская область (без южной части)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50200 – Тверская область (Калининская АЭС)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50292 – Вологодская область (Череповецкий энергорайон)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50400 – ОЭС Центра (южная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999

Зона надежности	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Зона № 100002 – Иркутская область (южная часть)	0,9999	0,9988	0,9979	0,9994	0,9681	0,9999
Зона № 100007 – Омская область	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 100012 – Красноярский край (восточная часть), Иркутская область (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 100030 – Кемеровская область – Кузбасс, Томская область (кроме Северного энергорайона), Красноярский край (западная часть), Республика Хакасия	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 100060 – Новосибирская область, Республика Алтай и Алтайский край	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 100101 – Республика Бурятия (южная часть)	0,9685	0,8683	0,8062	0,8793	0,9393	0,9250
Зона № 100102 – Забайкальский край (южная часть)	0,9592	0,8343	0,7970	0,8688	0,9163	0,9020
Зона № 100110 – Республика Тыва	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 100120 – Иркутская область (восточная часть), Республика Бурятия (северная часть)	0,9983	0,9901	0,9421	0,9996	0,9977	0,9947
Зона № 110010 – Приморский край (южная часть)	0,8564	0,9445	0,9742	0,9674	0,9648	0,9602
Зона № 110021 – Хабаровский край (южная часть), Приморский край (Приморская ГРЭС)	0,8564	0,9445	0,9742	0,9674	0,9649	0,9602
Зона № 110023 – Хабаровский край (Комсомольский энергорайон)	0,8567	0,9514	0,9949	0,9999	0,9998	0,9998
Зона № 110024 – Хабаровский край (западная часть), Еврейская автономная область, Амурская область (южная часть)	0,8567	0,9514	0,9949	0,9999	0,9998	0,9998
Зона № 110032 – Амурская область (западная часть)	0,8429	0,9498	0,9949	0,9998	0,9997	0,9997
Зона № 110033 – Амурская область (центральная часть)	0,8565	0,9511	0,9949	0,9999	0,9998	0,9998
Зона № 110041 – Республика Якутия (Саха) (южная часть)	0,5921	0,8859	0,9949	0,9998	0,9997	0,9997
Зона № 110046 – Республика Якутия (Саха) (северо-западная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 110047 – Республика Якутия (Саха) (Центральный энергорайон)	0,5915	0,8458	0,7757	0,7672	0,7605	0,7467
Зона № 110171 – Красноярский край (Южный энергорайон Норильско-Таймырской энергосистемы)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 110172 – Красноярский край (Северный энергорайон Норильско-Таймырской энергосистемы)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9995	0,9992
Зона № 112001 – Магаданская область (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 112002 – Магаданская область (южная часть)	0,9992	0,9975	0,9970	0,9967	0,9967	0,9967
Зона № 116150 – Сахалинская область (Центральный энергорайон)	0,3462	0,2310	0,4415	0,4127	0,4109	0,4096
Зона № 116200 – Чукотский автономный округ (Анадырский энергорайон)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 116400 – Чукотский автономный округ (Чаун-Билибинский энергорайон)	0,9994	0,9985	0,9958	0,9908	0,9912	0,9914
Зона № 116910 – Камчатский край (Центральный энергорайон)	0,9999	0,9998	0,9998	0,9998	0,9998	0,9998
Зона № 40070 – Калининградская область	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998

ПРИЛОЖЕНИЕ № 6

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2026–2031 годы

ПРОГНОЗНЫЕ ОБЪЕМЫ
капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов по производству электрической энергии в целом по ЕЭС России, по синхронным зонам и технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам

(в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Итого за период 2025–2031 гг.
1-я синхронная зона ЕЭС России	715213	850251	933121	726488	535959	258288	103427	4122747
Калининградская синхронная зона	0	0	0	0	0	0	0	0
2-я синхронная зона ЕЭС России	258979	397072	349117	248980	50098	6817	0	1311063
Итого по ЕЭС России	974192	1247323	1282238	975468	586057	265105	103427	5433810
ТИТЭС	0	6456	6721	0	0	0	0	13178
Итого по ЭЭС России	974192	1253779	1288959	975468	586057	265105	103427	5446988

ПРИЛОЖЕНИЕ № 7

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2026–2031 годы

ПРОГНОЗНЫЕ ОБЪЕМЫ
капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 110 кВ и выше в целом по ЕЭС России и по территориям субъектов Российской Федерации и 35 кВ и выше в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах

(в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Итого за период 2025–2031 гг.
Архангельская область	0	366	381	397	150	0	0	1294
Ненецкий автономный округ	0	0	0	0	0	0	0	0
г. Санкт-Петербург	257	1755	1223	1550	2421	2271	2362	11839
Ленинградская область	48	2454	3935	4842	0	0	0	11279
Мурманская область	1274	2238	5401	3687	0	0	0	12600
Новгородская область	0	204	212	221	0	0	0	637
Псковская область	0	201	0	0	0	0	0	201
Республика Карелия	715	2338	1393	1450	29	254	264	6443
Республика Коми	0	530	551	574	0	0	0	1655
Белгородская область	647	387	214	3388	0	0	0	4636
Брянская область	12	402	406	126	0	0	0	946
Владимирская область	28	74	0	0	0	0	0	102
Вологодская область	0	222	231	0	0	0	0	453
Воронежская область	605	1203	1042	525	0	0	0	3375
г. Москва	178	4326	11128	10004	3898	3016	3186	35736
Московская область	10263	26699	24604	29643	24946	19573	145659	281387
Ивановская область	0	0	0	0	0	0	0	0
Калужская область	1061	621	1396	1701	205	122	19043	24149
Костромская область	0	0	0	0	0	0	0	0
Курская область	662	557	43	4419	43	129	20078	25931
Липецкая область	5	281	226	415	156	0	0	1083
Орловская область	622	1561	2204	41	41	123	19059	23651
Рязанская область	0	108	113	117	0	0	0	338
Смоленская область	2	550	2767	2855	74	0	0	6248
Тамбовская область	0	0	0	0	0	0	0	0
Тверская область	0	578	601	626	0	0	0	1805
Тульская область	283	388	531	547	6979	7157	20468	36353

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Итого за период 2025–2031 гг.
Ярославская область	53	788	904	242	0	0	0	1987
Астраханская область	0	7681	8762	9220	9100	8318	8650	51731
Волгоградская область	199	3815	4081	1536	1049	1091	1135	12906
Кабардино-Балкарская Республика	169	1279	1331	1373	250	2	0	4404
Карачаево-Черкесская Республика	0	521	543	565	0	0	0	1629
Республика Адыгея	0	1495	2170	2617	468	0	1670	8420
Краснодарский край	5854	42439	50260	50598	28325	1204	1791	180471
Республика Дагестан	803	12028	10753	10473	2913	1207	0	38177
Республика Ингушетия	0	802	835	870	0	0	0	2507
Республика Калмыкия	0	125	997	2689	1486	0	0	5297
Республика Крым	11032	12625	10881	9726	1322	3083	0	48669
г. Севастополь	5586	4707	4615	1061	627	652	678	17926
Республика Северная Осетия – Алания	0	36	256	263	262	156	0	973
Ростовская область	671	6873	5220	4118	2758	1863	1937	23440
Ставропольский край	13	1514	1309	2279	1620	244	0	6979
Чеченская Республика	762	2466	2509	3434	1909	1985	2065	15130
Нижегородская область	3679	2958	401	774	0	0	0	7812
Пензенская область	0	425	486	836	970	0	0	2717
Республика Марий Эл	0	54	56	59	0	0	0	169
Республика Мордовия	0	0	0	0	0	0	0	0
Республика Татарстан	146	1989	2793	2248	1091	1083	0	9350
Самарская область	17	122	1677	1813	1024	200	0	4853
Саратовская область	0	61	0	134	539	295	0	1029
Ульяновская область	0	78	1050	1093	1137	0	0	3358
Чувашская Республика – Чувашия	0	55	58	60	0	0	0	173
Кировская область	218	237	589	0	0	0	0	1044
Курганская область	84	0	0	0	0	0	0	84
Оренбургская область	256	143	495	0	0	0	0	894
Пермский край	38	0	2266	0	0	0	0	2304
Республика Башкортостан	0	180	374	543	362	166	0	1625
Свердловская область	1241	2312	3920	88	0	0	0	7561
Тюменская область	301	6295	9582	12675	9978	10377	10792	60000
Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	62	3065	3717	3128	3032	0	0	13004
Ямало-Ненецкий автономный округ	180	484	766	25443	506	0	0	27379
Удмуртская Республика	107	112	0	0	0	0	0	219
Челябинская область	103	1833	1584	1662	1869	160	0	7211
Забайкальский край	363	925	5924	8331	6108	680	0	22331
Иркутская область	6451	32124	35466	32456	29506	29234	30403	195640
Кемеровская область – Кузбасс	1518	2200	849	575	0	0	0	5142
Красноярский край	3013	17384	15629	16631	17055	17737	17937	105386
Республика Тыва	7175	5221	9437	93	0	0	0	21926
Новосибирская область	259	7254	7335	10583	10737	11167	11614	58949
Омская область	12	6708	7234	6957	8870	9225	9594	48600
Республика Алтай	30	1741	1356	1352	0	0	67	4546
Алтайский край	53	6853	7149	8855	8032	8313	8513	47768

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Итого за период 2025–2031 гг.
Республика Бурятия	187	964	2525	4855	1475	0	0	10006
Республика Хакасия	75	1444	1573	2167	1437	3232	0	9928
Томская область	0	20	223	290	0	0	0	533
1-я синхронная зона ЕЭС России	*67373*	*250478*	*288542*	*311894*	*194759*	*144319*	*336965*	*1594330*
Калининградская область	100	671	320	151	0	0	0	1242
Калининградская синхронная зона ЕЭС России	*100*	*671*	*320*	*151*	*0*	*0*	*0*	*1242*
Амурская область	1914	7100	32847	4412	4939	884	0	52096
Приморский край	16164	19127	20267	818	0	0	0	56376
Республика Саха (Якутия)	4693	4923	28233	749	0	0	0	38598
Хабаровский край	10159	19993	23736	14765	9942	10341	10753	99689
Еврейская автономная область	0	1306	1362	8664	3951	6012	1584	22879
2-я синхронная зона ЕЭС России	*32930*	*52449*	*106445*	*29408*	*18832*	*17237*	*12337*	*269638*
Итого по ЕЭС России	*100403*	*303598*	*395307*	*341453*	*213591*	*161556*	*349302*	*1865210*
Чукотский автономный округ[1)]	0	0	0	0	0	0	0	0
Сахалинская область[2)]	14	781	165	0	0	0	0	960
Магаданская область[3)]	0	0	0	0	0	0	0	0
Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район, Туруханский район и городской округ г. Норильск Красноярского края[4)]	0	29	0	0	0	0	0	29
Камчатский край[5)]	155	790	493	2813	3481	3621	571	11924
Итого по ТИТЭС	*169*	*1600*	*658*	*2813*	*3481*	*3621*	*571*	*12913*
Итого по ЭЭС России	*100572*	*305198*	*395965*	*344266*	*217072*	*165177*	*349873*	*1878123*

Примечания

1 [1)] Технологически изолированная электроэнергетическая система Чукотского автономного округа включает Чаун-Билибинский энергорайон и Анадырский энергорайон. В соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – ПТФ ЭЭС):

– к Чаун-Билибинскому энергорайону технологически изолированной электроэнергетической системы Чукотского автономного округа относится совокупность расположенных на территориях Билибинского и Чаунского районов Чукотского автономного округа Билибинской АЭС, Чаунской ТЭЦ, плавучей атомной теплоэлектростанции «Академик Ломоносов» и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики, а также расположенных на территории Нижнеколымского района Республики Саха (Якутия) линии электропередачи классом напряжения 110 кВ Встречный – Черский и иных технологически связанных с указанной линией электропередачи объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электросетевого хозяйства;

– к Анадырскому энергорайону технологически изолированной электроэнергетической системы Чукотского автономного округа относится совокупность расположенных на территории Анадырского района Чукотского автономного округа Анадырской ТЭЦ, Газомоторной ТЭЦ, Анадырской ВЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Итого за период 2025–2031 гг.

2 [2)] В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Сахалинской области относится совокупность расположенных на территориях г. Южно-Сахалинска, Углегорского, Ногликского и Холмского районов Сахалинской области Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, Сахалинской ГРЭС, Томаринской ТЭЦ, Ногликской ГЭС, Холмской ТЭЦ и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

3 [3)] В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Магаданской области относится совокупность расположенных на территориях г. Магадана, Среднеканского, Сусуманского и Ягодинского районов Магаданской области Магаданской ТЭЦ, Усть-Среднеканской ГЭС, Аркагалинской ГРЭС, Колымской ГЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики, а также расположенной на территории Оймяконского улуса Республики Саха (Якутия) линии электропередачи, входящей в транзит 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Нера Новая, и иных технологически связанных с указанной линией электропередачи объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электросетевого хозяйства.

4 [4)] В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края относится совокупность расположенных на территориях Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края Норильской ТЭЦ-1, Норильской ТЭЦ-2, Норильской ТЭЦ-3, Усть-Хантайской ГЭС, Курейской ГЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

5 [5)] В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Камчатского края относится совокупность расположенных на территории Елизовского и Усть-Большерецкого районов Камчатского края Камчатской ТЭЦ-1, Камчатской ТЭЦ-2, Верхне-Мутновской ГеоЭС, Мутновской ГеоЭС-1, Толмачевской ГЭС-1, Толмачевской ГЭС-2, Толмачевской ГЭС-3 и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 8

к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2026–2031 годы

РЕЗУЛЬТАТЫ
оценки тарифных последствий реализации технических решений схемы и программы в магистральной и распределительных сетях по субъектам Российской Федерации и технологически изолированным территориальным электроэнергетическим системам

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
ЕНЭС	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	448	531	543	568	581	738	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	385	463	522	562	585	610	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	63	68	21	6	-4	128	
	Необходимый средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС	руб./кВт·ч	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	1,1	
	Прогнозный средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС	руб./кВт·ч	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	0,1	0,1	0,01	-0,01	0,2	
Архангельская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	13,7	15,4	15,9	16,7	17,2	17,9	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	14,8	18,5	21,5	23,2	24,2	25,3	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-1,1	-3,1	-5,6	-6,5	-7,0	-7,4	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,1	4,5	4,6	4,8	4,9	5,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,4	5,4	6,2	6,7	7,0	7,2	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,3	-0,9	-1,6	-1,9	-2,1	-2,1	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
г. Санкт-Петербург	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	80,6	91,0	96,7	103,5	107,4	115,4	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	78,5	95,9	109,5	117,8	123,1	128,8	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2,1	-5,0	-12,7	-14,2	-15,7	-13,4	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,8	4,2	4,4	4,6	4,8	5,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,7	4,4	5,0	5,3	5,5	5,7	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,10	-0,2	-0,6	-0,6	-0,7	-0,6	
Ленинградская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	68,4	74,8	79,2	85,2	89,6	91,8	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	60,7	76,1	89,5	98,1	101,5	107,7	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	7,7	-1,3	-10,3	-12,9	-11,9	-15,9	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,0	5,3	5,5	5,8	6,1	6,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,5	5,4	6,2	6,6	6,9	7,2	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,5	-0,1	-0,7	-0,8	-0,8	-1,1	
Калининградская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	12	14,9	17,1	18,4	19,2	20,2	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	13,7	14,8	15,3	15,6	16,1	16,5	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,7	-0,1	-1,8	-2,8	-3,1	-3,7	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,3	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,9	3,4	3,8	4,1	4,2	4,4	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,4	0,01	-0,4	-0,6	-0,7	-0,8	
Мурманская область[3)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Новгородская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	11,9	13,5	13,9	14,3	14,6	15,7	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	12,2	14,6	16,2	17,4	18,3	19,5	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,3	-1,1	-2,3	-3,1	-3,7	-3,8	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,4	3,7	3,7	3,7	3,8	4,0	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	4,0	4,3	4,5	4,7	5,0	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,1	-0,3	-0,6	-0,8	-0,9	-1,0	
Псковская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	9,4	10,6	10,8	11,1	11,4	12,2	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	8,4	10,3	11,6	12,4	13,0	13,5	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,0	0,3	-0,8	-1,3	-1,6	-1,3	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,3	4,8	4,8	4,9	5,0	5,3	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,9	4,6	5,2	5,5	5,7	5,9	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,4	0,2	-0,4	-0,6	-0,7	-0,6	
Республика Карелия	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	12,3	13,2	13,5	13,9	14,2	14,7	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	13,0	15,9	18,0	20,0	22,3	24,2	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,7	-2,7	-4,5	-6,1	-8,1	-9,5	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	3,7	3,7	3,7	3,8	3,9	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,7	4,4	4,9	5,4	5,9	6,4	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,2	-0,7	-1,2	-1,7	-2,1	-2,5	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Республика Коми	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	12,5	15,3	15,8	16,4	17,2	18,3	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	12,8	15,5	17,4	18,5	19,1	19,8	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,3	-0,2	-1,6	-2,1	-1,9	-1,5	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,7	3,3	3,3	3,5	3,6	3,8	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,8	3,3	3,7	3,9	4,0	4,1	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,1	-0,04	-0,4	-0,4	-0,4	-0,3	
Белгородская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	20,0	21,2	21,7	22,0	22,5	24,2	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	19,3	23,6	27,0	28,9	30,2	32,4	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,7	-2,4	-5,3	-6,9	-7,7	-8,2	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,1	3,2	3,2	3,2	3,3	3,4	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,0	3,6	4,0	4,2	4,4	4,6	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,4	-0,8	-1,0	-1,1	-1,2	
Брянская область[3)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Владимирская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	17,6	19,5	20,5	21,3	22,1	23,9	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	17,7	21,3	23,9	25,5	26,6	27,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,1	-1,8	-3,4	-4,2	-4,5	-3,7	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,1	3,4	3,6	3,7	3,8	4,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,2	3,8	4,2	4,5	4,6	4,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,0	-0,3	-0,6	-0,7	-0,8	-0,6	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Вологодская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	15,2	16,6	17,6	18,6	18,9	20,0	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	14,9	17,8	20,0	21,4	22,2	23,1	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,3	-1,2	-2,4	-2,8	-3,3	-3,1	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,4	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,3	3,9	4,4	4,6	4,8	5,0	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,2	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	
Воронежская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	23,5	26,3	27,8	30,2	32,0	34,7	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	25,4	30,6	35,1	38,0	39,9	41,9	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-1,9	-4,3	-7,3	-7,8	-7,9	-7,2	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,6	2,9	3,0	3,2	3,4	3,6	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,8	3,4	3,8	4,0	4,2	4,3	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,2	-0,5	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7	
г. Москва	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	148,8	160,4	172,6	176,3	178,2	187,5	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	154,4	184,3	211,1	230,2	243,1	255,3	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-5,6	-23,9	-38,5	-53,9	-64,9	-67,8	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,1	3,3	3,5	3,5	3,4	3,6	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,2	3,8	4,2	4,5	4,7	4,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,1	-0,5	-0,7	-1,0	-1,3	-1,2	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Московская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	180,3	197,9	213,1	225,3	257,5	267,4	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	167,3	201,7	231,0	255,2	268,0	281,2	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	13,0	-3,8	-17,9	-29,9	-10,5	-13,8	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	3,8	4,0	4,1	4,7	4,8	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,3	3,9	4,4	4,7	4,9	5,1	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,2	-0,1	-0,4	-0,6	-0,2	-0,3	
Ивановская область[3)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Калужская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	16,9	18,7	19,5	20,5	21,2	23,4	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	18,0	21,7	24,7	26,6	27,6	28,8	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-1,1	-3,0	-5,2	-6,1	-6,4	-5,4	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,3	3,6	3,7	3,9	4,0	4,4	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	4,2	4,7	5,0	5,2	5,4	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,2	-0,6	-1,0	-1,1	-1,2	-1,0	
Костромская область[3)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Курская область[3)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Липецкая область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	14,7	15,9	16,3	17,2	17,6	18,5	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	14,7	17,5	19,5	20,7	21,4	22,1	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,001	-1,6	-3,2	-3,5	-3,8	-3,6	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,3	3,5	3,6	3,8	3,9	4,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,3	3,9	4,3	4,6	4,8	4,9	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,001	-0,4	-0,7	-0,8	-0,9	-0,8	
Орловская область[3)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Рязанская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	13,5	14,9	15,7	16,9	18,1	19,7	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	14,5	17,3	19,6	21,1	22,0	22,9	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-1,0	-2,4	-3,9	-4,2	-3,9	-3,2	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,5	2,8	2,9	3,1	3,3	3,5	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,7	3,2	3,6	3,8	4,0	4,1	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,2	-0,4	-0,7	-0,7	-0,7	-0,6	
Смоленская область[3)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Тамбовская область[3)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Тверская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	19,4	20,8	21,0	22,0	22,4	21,5	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	16,8	20,2	22,2	24,8	25,7	26,8	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2,6	0,6	-1,2	-2,8	-3,3	-5,3	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,0	4,3	4,4	4,4	4,5	4,3	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	4,1	4,6	5,0	5,1	5,3	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,5	0,2	-0,2	-0,6	-0,6	-1,0	
Тульская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	19,6	21,9	23,3	24,8	26,1	28,0	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	19,7	23,9	27,0	29,0	30,3	31,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,1	-2,0	-3,7	-4,2	-4,2	-3,6	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,7	4,0	4,2	4,4	4,6	4,9	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,7	4,4	4,9	5,2	5,4	5,6	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,02	-0,4	-0,7	-0,8	-0,8	-0,6	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Ярославская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	15,3	17,0	17,6	18,5	19,1	19,9	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	16,5	19,8	22,4	24,3	25,7	26,9	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-1,2	-2,8	-4,8	-5,8	-6,6	-7,0	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,6	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,8	3,3	3,7	3,9	4,1	4,2	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,2	-0,5	-0,8	-0,9	-1,1	-1,1	
Астраханская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	11,1	12,9	14,2	14,5	14,8	15,2	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	9,7	11,9	13,5	14,6	15,2	15,9	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,4	1,0	0,7	-0,1	-0,4	-0,7	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,9	4,4	4,8	4,8	4,9	5,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,4	4,1	4,6	4,9	5,1	5,3	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,5	0,3	0,2	-0,1	-0,2	-0,2	
Волгоградская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	28,1	30,2	31,3	32,3	33,3	34,3	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	25,3	30,7	35,1	37,6	39	40,5	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2,8	-0,5	-3,8	-5,3	-5,7	-6,2	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	3,7	3,7	3,8	3,9	4,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,1	3,7	4,2	4,5	4,6	4,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,4	-0,04	-0,5	-0,7	-0,7	-0,7	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Кабардино-Балкарская Республика	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	9,0	9,7	10,0	21,4	21,4	22,1	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	6,8	8,5	9,7	10,5	11,0	11,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2,2	1,2	0,3	10,9	10,4	10,5	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,0	5,1	5,2	10,9	10,8	11,0	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,8	4,5	5,0	5,4	5,6	5,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,2	0,6	0,2	5,5	5,2	5,2	
Карачаево-Черкесская Республика	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	5,0	5,3	5,4	8,4	8,4	8,2	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	3,1	3,9	4,4	4,7	4,9	5,2	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,9	1,4	1,0	3,7	3,5	3,0	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,3	4,3	4,4	6,8	6,7	6,5	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,7	3,2	3,6	3,8	4,0	4,1	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,6	1,1	0,8	3,0	2,7	2,4	
Республика Адыгея и Краснодарский край[1)]	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	134,4	153,5	164,2	152,6	149,5	153,2	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	106,0	131,3	151,3	164,2	174,0	184,9	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	28,4	22,2	12,9	-11,6	-24,5	-31,7	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,6	6,3	6,6	6,1	5,8	5,9	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,4	5,4	6,1	6,5	6,8	7,1	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,2	0,9	0,5	-0,4	-1,0	-1,2	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Республика Дагестан	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	36,9	43,4	53,0	72,4	75,2	78,3	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	22,2	27,3	31,0	33,2	34,7	36,3	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	14,7	16,1	22,0	39,2	40,5	42,0	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,0	5,7	6,9	9,3	9,6	9,9	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,0	3,6	4,0	4,3	4,4	4,6	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	2,0	2,1	2,9	5,0	5,2	5,3	
Республика Ингушетия	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	4,7	6,7	6,7	9,6	9,7	9,1	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	4,7	5,6	6,4	6,9	7,2	7,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,04	1,1	0,3	2,7	2,5	1,5	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,0	7,1	6,9	9,8	9,7	9,0	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	5,0	5,9	6,6	7,0	7,2	7,5	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,01	1,2	0,3	2,8	2,5	1,5	
Республика Калмыкия и Ростовская область[1)]	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	53,8	59,9	62,8	66,5	69,6	76,4	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	52,4	63,0	71,8	77,4	80,9	85,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,4	-3,1	-9,0	-10,9	-11,3	-9,2	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,9	4,3	4,4	4,6	4,8	5,2	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,8	4,5	5,0	5,4	5,6	5,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,2	-0,6	-0,8	-0,8	-0,6	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Республика Крым	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	29,6	37,2	42,9	38,9	39,3	39,6	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	20,8	26,4	30,4	33,0	34,6	36,3	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	8,8	10,8	12,5	5,9	4,7	3,3	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,9	5,9	6,6	5,9	5,9	6,0	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	4,2	4,7	5,0	5,2	5,5	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,4	1,7	1,9	0,9	0,7	0,5	
г. Севастополь	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	6,2	7,0	8,0	8,4	8,6	8,8	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	4,5	5,7	6,5	7,0	7,3	7,7	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,7	1,3	1,5	1,4	1,3	1,1	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,2	4,5	5,1	5,3	5,4	5,5	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,1	3,7	4,1	4,4	4,6	4,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,1	0,8	1,0	0,9	0,8	0,7	
Республика Северная Осетия – Алания	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	12,9	13,1	13,1	13,4	15,6	18,2	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	6,9	8,4	9,5	10,3	10,7	11,2	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	6,0	4,7	3,6	3,1	4,9	7,0	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	8,6	8,5	8,4	8,5	9,8	11,4	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,6	5,5	6,1	6,5	6,7	7,0	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	4,0	3,0	2,3	2,0	3,1	4,4	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Ставропольский край	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	23,3	25,9	28,4	33,7	35,9	37,4	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	24,8	30,5	34,7	37,4	39,0	40,7	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-1,5	-4,6	-6,3	-3,7	-3,1	-3,3	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,1	3,3	3,6	4,2	4,5	4,6	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,3	3,9	4,4	4,7	4,9	5,0	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,2	-0,6	-0,8	-0,5	-0,4	-0,4	
Чеченская Республика	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	20,2	24,3	24,0	25,6	26,0	25,7	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	7,3	9,4	10,8	11,6	12,1	12,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	12,9	14,9	13,2	14,0	13,9	13,1	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	7,1	8,0	7,7	8,1	8,2	8,0	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,6	3,1	3,4	3,7	3,8	3,9	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	4,5	4,9	4,3	4,4	4,4	4,1	
Нижегородская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	45,0	47,7	50,7	52,5	54,9	58,0	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	41,9	50,6	57,2	61,0	63,4	65,8	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	3,1	-2,9	-6,5	-8,5	-8,5	-7,8	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,0	4,1	4,3	4,5	4,7	4,9	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,7	4,4	4,9	5,2	5,4	5,6	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,3	-0,3	-0,6	-0,7	-0,7	-0,7	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Пензенская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	13,9	15,4	17,2	18,5	18,1	18,7	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	14,1	17,9	21,3	24,2	25,9	26,8	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,2	-2,5	-4,1	-5,7	-7,8	-8,1	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	3,8	4,1	4,4	4,3	4,4	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	4,4	5,1	5,7	6,1	6,3	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,03	-0,6	-1,0	-1,3	-1,8	-1,9	
Республика Марий Эл	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	6,5	7,0	7,3	7,7	8,1	8,9	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	6,6	7,9	8,9	9,4	9,8	10,2	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,1	-0,9	-1,6	-1,7	-1,7	-1,3	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,4	3,7	3,8	4,0	4,2	4,5	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	4,1	4,6	4,9	5,0	5,2	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,4	-0,8	-0,9	-0,8	-0,7	
Республика Мордовия[3)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Республика Татарстан	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	48,7	54,0	57,9	60,2	62,3	65,3	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	54,4	65,7	75,3	81	84,5	88,3	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-5,7	-11,7	-17,4	-20,8	-22,2	-23,0	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,7	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,9	2,2	2,5	2,6	2,7	2,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,2	-0,4	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	
Самарская область[3)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Саратовская область[3)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Ульяновская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	11,9	14,4	15,7	17,4	19,3	20,7	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	14,4	18,4	22,0	24,1	25,2	26,5	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-2,5	-4,0	-6,3	-6,7	-5,9	-5,8	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,9	3,4	3,7	4,1	4,5	4,8	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,5	4,4	5,2	5,7	5,9	6,1	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,6	-1,0	-1,5	-1,6	-1,4	-1,3	
Чувашская Республика – Чувашия	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	9,2	9,8	10,1	12,0	13,2	14,3	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	8,4	10,7	12,8	14,3	15,3	16,0	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,8	-0,9	-2,7	-2,3	-2,1	-1,7	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,3	2,5	2,5	2,9	3,2	3,5	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,1	2,7	3,2	3,5	3,7	3,9	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,2	-0,2	-0,7	-0,6	-0,5	-0,4	
Кировская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	14,4	15,8	16,7	18,4	19,8	21,6	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	14,9	17,8	20,0	21,3	22,2	23,2	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,5	-2,0	-3,3	-2,9	-2,4	-1,6	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,7	3,0	3,1	3,4	3,6	3,9	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,8	3,3	3,7	3,9	4,1	4,2	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,1	-0,3	-0,6	-0,5	-0,5	-0,3	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Оренбургская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	23,7	26,2	27,8	28,6	29,1	30,9	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	22,5	27,1	30,5	32,6	34,1	35,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,2	-0,9	-2,7	-4,0	-5,0	-4,7	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,7	2,9	3,1	3,2	3,2	3,4	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,6	3,0	3,4	3,6	3,8	3,9	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,1	-0,3	-0,4	-0,6	-0,5	
Пермский край[3)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Республика Башкортостан	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	44,4	49,8	53,0	55,1	57,2	61,5	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	42,2	51,9	59,4	64,4	67,8	71,7	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2,2	-2,1	-6,4	-9,3	-10,6	-10,2	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,9	2,0	2,1	2,2	2,2	2,4	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,8	2,1	2,4	2,6	2,7	2,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,1	-0,3	-0,4	-0,5	-0,4	
Свердловская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	64,5	74,4	76,5	81,2	83,9	92,0	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	64,9	79,4	89,6	95,9	100,1	105,1	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,4	-5,0	-13,1	-14,7	-16,2	-13,1	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,3	2,6	2,7	2,8	2,9	3,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,4	2,8	3,1	3,3	3,5	3,6	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,2	-0,4	-0,5	-0,6	-0,5	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ и Курганская область[1)]	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	143,7	160,8	169,9	177,6	180,9	196,0	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	147,2	177,7	198,5	212,6	220,7	228,5	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-3,5	-16,9	-28,6	-35,0	-39,8	-32,5	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,5	2,7	2,9	3,0	3,0	3,2	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,5	3,0	3,3	3,6	3,7	3,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,04	-0,3	-0,4	-0,6	-0,7	-0,5	
Удмуртская Республика	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	18,5	20,4	21,5	23,7	25,1	27,1	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	21,3	25,7	29,1	31,1	32,3	33,5	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-2,8	-5,3	-7,6	-7,4	-7,2	-6,4	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,4	2,6	2,7	2,9	3,1	3,3	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,7	3,2	3,6	3,9	4,0	4,1	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,3	-0,6	-0,9	-1,0	-0,9	-0,8	
Челябинская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	38,1	42,7	44,6	46,5	48,0	52,4	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	36,6	44,7	50,4	54,1	56,1	58,1	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,5	-2,0	-5,8	-7,6	-8,1	-5,7	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,4	2,6	2,7	2,8	2,9	3,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,3	2,7	3,1	3,3	3,4	3,5	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,1	-0,4	-0,5	-0,5	-0,4	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Забайкальский край	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	12,4	13,4	13,9	14,5	14,9	16,3	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	11,5	15,1	18,1	19,6	20,8	21,9	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,9	-1,7	-4,2	-5,1	-5,9	-5,6	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,0	2,0	1,9	2,0	2,0	2,2	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,8	2,2	2,5	2,7	2,8	2,9	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,2	-0,6	-0,7	-0,8	-0,7	
Кемеровская область-Кузбасс	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	38,0	42,3	43,9	45,3	46,6	48,8	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	36,6	46,1	53,7	57,1	59,2	62,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,4	-3,8	-9,8	-11,8	-12,6	-13,8	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,3	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,7	3,0	3,2	3,3	3,5	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,2	-0,5	-0,6	-0,7	-0,8	
Красноярский край	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	34,5	36,5	37,1	38,0	38,4	42,1	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	33,3	40,7	46,1	49,1	50,9	52,9	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,2	-4,2	-9,0	-11,1	-12,5	-10,8	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,7	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,3	2,7	3,0	3,2	3,3	3,4	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,3	-0,6	-0,7	-0,8	-0,7	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Республика Тыва и Иркутская область[1)]	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	65,4	72,1	70,5	70,2	73,3	75,4	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	49,7	67,4	81,0	89,7	96,6	102,5	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	15,7	4,7	-10,5	-19,5	-23,3	-27,1	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	0,9	1,1	1,3	1,4	1,5	1,5	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,3	0,1	-0,2	-0,3	-0,4	-0,4	
Новосибирская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	28,6	31,8	33,3	36,0	37,9	41,5	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	28,6	36,3	42,6	45,9	48,0	50,4	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,01	-4,5	-9,3	-9,9	-10,1	-8,9	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,1	2,2	2,2	2,4	2,5	2,7	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,1	2,5	2,8	3,0	3,1	3,2	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,001	-0,3	-0,6	-0,6	-0,6	-0,5	
Омская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	17,0	17,9	18,4	18,8	19,4	21,0	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	18,0	22,8	27,5	30,6	32,2	34,0	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-1,0	-4,9	-9,1	-11,8	-12,8	-13,0	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	3,0	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,6	3,3	3,9	4,4	4,6	4,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,1	-0,7	-1,3	-1,7	-1,8	-1,8	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Алтайский край и Республика Алтай[1)]	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	24,1	26,1	26,9	27,4	27,7	29,3	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	23,4	29,0	33,0	35,6	37,3	38,9	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,7	-2,9	-6,1	-8,2	-9,6	-9,6	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,9	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,8	3,4	3,8	4,0	4,2	4,3	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,4	-0,7	-0,9	-1,1	-1,1	
Республика Бурятия	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	13,4	13,9	14,5	15,9	16,0	17,2	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	11,2	15,4	19,3	20,9	22,6	25,3	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	2,2	-1,5	-4,8	-5,0	-6,6	-8,1	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,9	2,7	2,5	2,7	2,6	2,7	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,5	3,0	3,4	3,6	3,7	3,9	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,4	-0,3	-0,9	-0,9	-1,1	-1,2	
Республика Хакасия	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	11,0	12,3	14,2	15,4	17,3	19,9	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	6,4	7,7	8,8	9,4	9,9	10,5	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	4,6	4,6	5,4	6,0	7,4	9,4	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,4	3,8	4,3	4,7	5,2	5,9	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,0	2,4	2,7	2,9	3,0	3,1	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,4	1,4	1,6	1,8	2,2	2,8	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Томская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	13,2	14,6	15,2	16,9	18,1	20,2	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	14,1	17,3	20,1	21,6	22,5	23,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-0,9	-2,7	-4,9	-4,7	-4,4	-3,4	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,6	2,9	2,9	3,2	3,4	3,8	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,8	3,4	3,8	4,1	4,2	4,4	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,2	-0,5	-0,9	-0,9	-0,8	-0,6	
Амурская область	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	17,9	19,9	21,0	21,9	22,6	24,8	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	17,2	22,3	25,4	25,7	26,6	27,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,7	-2,4	-4,4	-3,8	-4,0	-2,8	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,6	2,6	2,7	3,0	3,1	3,3	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,5	3,0	3,3	3,5	3,6	3,7	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,1	-0,4	-0,6	-0,5	-0,5	-0,4	
Приморский край	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	33,1	35,3	36,4	38,7	39,1	41,3	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	24,2	30,5	34,7	37,2	38,6	40,1	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	8,9	4,8	1,7	1,5	0,5	1,2	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,0	3,1	3,1	3,3	3,3	3,5	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,7	3,0	3,1	3,3	3,4	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,8	0,4	0,1	0,2	0,04	0,1	

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Республика Саха (Якутия)	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	37,3	39,3	42,0	45,1	42,6	42,3	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	20,1	23,9	26,9	30,5	32,8	33,8	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	17,2	15,4	15,1	14,6	9,8	8,5	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	7,6	7,9	8,4	8,5	7,7	7,7	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,1	4,8	5,4	5,7	6,0	6,2	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	3,5	3,1	3,0	2,8	1,8	1,5	
Хабаровский край	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	13,2	14,5	14,9	15,7	16,0	16,6	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	11,9	14,5	16,0	17,1	17,7	18,5	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,3	-0,04	-1,1	-1,4	-1,7	-1,9	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,2	2,4	2,5	2,6	2,7	2,7	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,0	2,4	2,7	2,8	2,9	3,0	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,2	-0,01	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	
Еврейская автономная область[3)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Чукотский автономный округ[3), 5)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сахалинская область[6)]	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	17,6	18,9	19,0	22,7	22,0	22,9	недостаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	11,4	14,5	16,6	18,0	18,7	19,5	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	6,2	4,4	2,4	4,7	3,3	3,4	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	6,8	6,8	6,7	7,9	7,7	8,0	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,4	5,2	5,9	6,3	6,5	6,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	2,4	1,6	0,8	1,6	1,2	1,2	
Магаданская область[3), 7)]	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]
Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район, Туруханский район и городской округ г. Норильск Красноярского края[8)]	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	6,4	6,1	5,8	5,5	5,3	5,1	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	8,5	10,5	11,9	13,0	14,1	14,8	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	-2,1	-4,4	-6,1	-7,5	-8,8	-9,7	
	Необходимый средний тариф на услуги по передаче электрической энергии[4)]	руб./кВт·ч	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,6	
	Прогнозный средний тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,2	1,4	1,6	1,7	1,8	1,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	-0,3	-0,6	-0,8	-1,0	-1,1	-1,2	
Камчатский край[3), 9)]	Необходимая валовая выручка (НВВ)	млрд руб.	11,2	11,1	13,2	14,0	14,5	13,6	достаточность
	Прогнозная валовая выручка (ПВВ)	млрд руб.	9,4	11,8	13,3	14,3	14,9	15,6	
	Сравнение необходимой и прогнозной валовой выручки (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	1,8	-0,7	-0,1	-0,3	-0,4	-2,0	
	Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	8,3	7,8	9,2	9,7	10,0	9,4	
	Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	7,0	8,3	9,3	9,9	10,3	10,8	
	Сравнение необходимого и прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	1,3	-0,5	-0,1	-0,2	-0,3	-1,4	

Примечания

1 [1)] Оценка тарифных последствий выполнялась для совокупности субъектов:
– Краснодарский край и Республика Адыгея;
– Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Ямало-Ненецкий автономный округ и Курганская область;
– Республика Калмыкия и Ростовская область;
– Алтайский край и Республика Алтай;
– Республика Тыва и Иркутская область.

2 [2)] Оценка разности необходимой валовой выручки сетевых организаций для реализации технических решений схемы и программы и прогнозной валовой выручки при существующих механизмах тарифного регулирования. В случае превышения необходимой валовой выручки над прогнозной в период более двух лет определяется недостаточность существующих тарифных условий для реализации планируемого состава технических решений.

3 [3)] Оценка тарифных последствий для субъекта Российской Федерации не проводится, в случаях если технические решения схемы и программы реализуются в магистральной сети и (или) технические решения включены в полном объеме в соглашения об условиях осуществления регулируемых видов деятельности и (или) в утвержденные инвестиционные программы территориальных сетевых организаций, и (или) технические решения предусматриваются на объектах не территориальных сетевых организаций.

4 [4)] На территории Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края не устанавливаются единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии. Средний тариф на услуги по передаче электрической энергии соответствует составляющей на услуги по передаче цены (тарифа) на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям на розничных рынках электрической энергии.

Наименование	Показатель	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Оценка достаточности условий тарифного регулирования для реализации предлагаемых технических решений[2)]

5 [5)] Технологически изолированная электроэнергетическая система Чукотского автономного округа включает Чаун-Билибинский энергорайон и Анадырский энергорайон. В соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – ПТФ ЭЭС):

– к Чаун-Билибинскому энергорайону технологически изолированной электроэнергетической системы Чукотского автономного округа относится совокупность расположенных на территориях Билибинского и Чаунского районов Чукотского автономного округа Билибинской АЭС, Чаунской ТЭЦ, плавучей атомной теплоэлектростанции «Академик Ломоносов» и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики, а также расположенных на территории Нижнеколымского района Республики Саха (Якутия) линии электропередачи классом напряжения 110 кВ Встречный – Черский и иных технологически связанных с указанной линией электропередачи объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электросетевого хозяйства;

– к Анадырскому энергорайону технологически изолированной электроэнергетической системы Чукотского автономного округа относится совокупность расположенных на территории Анадырского района Чукотского автономного округа Анадырской ТЭЦ, Газомоторной ТЭЦ, Анадырской ВЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

6 [6)] В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Сахалинской области относится совокупность расположенных на территориях г. Южно-Сахалинска, Углегорского, Ногликского и Холмского районов Сахалинской области Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, Сахалинской ГРЭС, Томаринской ТЭЦ, Ногликской ГЭС, Холмской ТЭЦ и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

7 [7)] В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Магаданской области относится совокупность расположенных на территориях г. Магадана, Среднеканского, Сусуманского и Ягодинского районов Магаданской области Магаданской ТЭЦ, Усть-Среднеканской ГЭС, Аркагалинской ГРЭС, Колымской ГЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики, а также расположенной на территории Оймяконского улуса Республики Саха (Якутия) линии электропередачи, входящей в транзит 110 кВ Аркагалинская ГРЭС – Нера Новая, и иных технологически связанных с указанной линией электропередачи объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электросетевого хозяйства.

8 [8)] В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края относится совокупность расположенных на территориях Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края Норильской ТЭЦ-1, Норильской ТЭЦ-2, Норильской ТЭЦ-3, Усть-Хантайской ГЭС, Курейской ГЭС и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.

9 [9)] В соответствии с ПТФ ЭЭС к технологически изолированной электроэнергетической системе Камчатского края относится совокупность расположенных на территории Елизовского и Усть-Большерецкого районов Камчатского края Камчатской ТЭЦ-1, Камчатской ТЭЦ-2, Верхне-Мутновской ГеоЭС, Мутновской ГеоЭС-1, Толмачевской ГЭС-1, Толмачевской ГЭС-2, Толмачевской ГЭС-3 и иных работающих совместно с ними объектов по производству электрической энергии, электрических сетей, технологически связывающих указанные объекты по производству электрической энергии, и энергопринимающих установок, электроснабжение которых осуществляется от указанных объектов электроэнергетики.